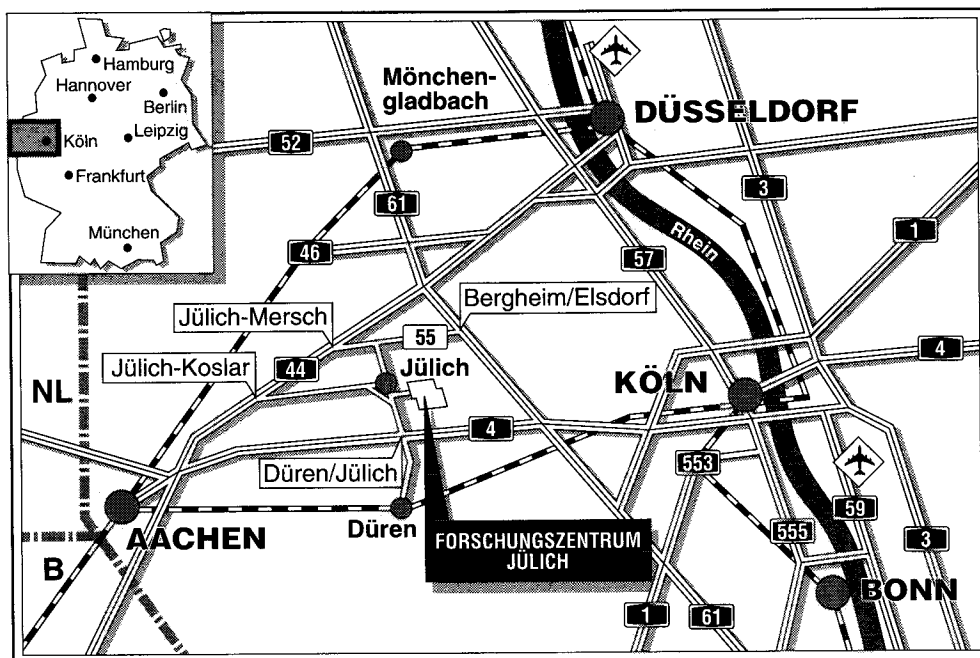


*Institut für Sicherheitsforschung
und Reaktortechnik*

**Untersuchung
verschiedener Modifikationen des
modularen Hochtemperaturreaktors
zur Kostensenkung**

Aliki van Heek



Berichte des Forschungszentrums Jülich ; 2778

ISSN 0944-2952

Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik Jül-2778

D 82 (Diss. RWTH Aachen)

Zu beziehen durch: Forschungszentrum Jülich GmbH · Zentralbibliothek
Postfach 1913 · D-5170 Jülich · Bundesrepublik Deutschland
Telefon: 02461/61-6102 · Telefax: 02461/61-6103 · Telex: 833556-70 kfa d

Untersuchung verschiedener Modifikationen des modularen Hochtemperaturreaktors zur Kostensenkung

Aliki van Heek

Investigation of Different Modifications of the Modular High Temperature Reactor for Cost Reduction

by

Aliki van Heek

ABSTRACT

Regarding the specific costs reactors with low power output have disadvantages compared to large reactors. In this study it was investigated for the HTR Module how to reduce the specific investment costs and consequently the electricity production costs by modification of the reactor and the power plant design.

To reduce the investment costs different design changes were investigated, e.g. possible alternatives for the arrangement of the reactors and the steam generators and a different building layout. The cost reduction gained by a more compact type of construction and a reduction of the number of large components remains below 10 %. The use of a gas turbine instead of a steam turbine with steam generator would result in a more efficient cost reduction.

The increase in the power output has a much bigger potential to reduce the electricity production costs. The best way to realize this is the changing of the core geometry from cylindric to annular. A module concept with a power maximized under certain boundary conditions (limitation of the core temperatures in case of accident, use of proven technology) was worked out in detail. The optimum core geometry and power density, determined by tolerable accident temperatures and core pressure loss, make a thermal power of 350 MW possible. The physical properties and the accident behaviour in case of drop pressure and water ingress were investigated. The specific investment costs and the electricity production costs of a 4-Modular Plant for pure electricity production are reduced about 28 % resp. 19 % compared with the 200 MWth-Module (KWU/Interatom).

Untersuchung verschiedener Modifikationen des modularen Hochtemperaturreactors zur Kostensenkung

von

Aliki van Heek

KURZFASSUNG

Reaktoren kleiner Leistung sind im Hinblick auf die spezifischen Kosten im Nachteil gegenüber großen Reaktoren. In dieser Studie wurde für den HTR-Modul untersucht, wie die spezifischen Investitionskosten und daher auch die Stromerzeugungskosten durch Modifikation der Auslegung des Reaktors und der Kraftwerksanlage zu senken wären.

Zur Investitionskostensenkung wurden verschiedene Auslegungsänderungen untersucht, wie mögliche Alternativen zur Anordnung der Reaktoren und der Dampfzeuger und eine unterschiedliche Gebäudeauslegung. Die Ersparnisse, zu erzielen durch eine kompakte Bauweise und eine Reduktion der Zahl der Großkomponenten, bleiben aber unter 10 %. Die Anwendung der Gasturbine statt einer Dampfturbine mit Dampfzeuger würde größere Kostensenkungen mit sich bringen.

Die Leistungserhöhung bietet ein erheblich größeres Potential zur Stromerzeugungskostensenkung. Dies läßt sich am besten realisieren durch Änderung der Coregeometrie von zylindrisch zu ringförmig. Ein Modul-Konzept mit unter bestimmten Voraussetzungen (Begrenzung der Coretemperatur in Störfällen, Benutzung bewährter Technologie) maximierter Leistung wurde ausgearbeitet. Die optimale Coregeometrie und Leistungsdichte, bestimmt durch die zulässigen Störfalltemperaturen und den Coredruckverlust, ermöglichen eine thermische Leistung von 350 MW. Die physikalischen Eigenschaften und das Störfallverhalten bei Druckentlastung und Wassereinbruch wurden untersucht. Die spezifischen Investitionskosten und die Stromerzeugungskosten einer 4-Modulanlage zur reinen Stromerzeugung werden gegenüber dem 200 MWth-Modul (KWU/Interatom) um 28 % bzw. 19 % gesenkt.

Inhaltsverzeichnis

1.0	Einleitung	3
1.1	Kleine Kernkraftwerke	3
1.2	Der HTR-Modul	7
1.3	Ziel und Aufbau der Arbeit	10
2.0	Kostenaspekte	11
2.1	Investitionskosten und Stromerzeugungskosten verschiedener Kraftwerkstypen	11
2.2	Kostenbild des HTR-Moduls	12
2.2.1	Aufschlüsselung der Stromerzeugungskosten	12
2.2.2	Aufschlüsselung der Investitionskosten	16
2.3	Möglichkeiten zur Kostensenkung	16
2.3.1	Bestimmung der Möglichkeiten	16
2.3.2	Investitionskostensenkung	18
2.3.3	Leistungserhöhung	18
3.0	Investitionskostensenkung des HTR-Moduls	20
3.1	Bautechnische Anlagen	20
3.1.1	Ersatz des Containments durch eine "Sekundärzelle"	20
3.1.2	Primärzellen in Kavernen- und Großraumbauweise	21
3.1.3	Sternförmige Anordnung	23
3.2	Nukleare Anlage	24
3.2.1	Integration von Core und Dampferzeuger in einem Behälter	24
3.2.2	Integration der Dampferzeuger mehrerer Module in einem Behälter	25
3.2.2.1	Modifikation der Primärzelle und des Reaktorgebäudes	27
3.2.2.2	Vor- und Nachteile des 4-Modul-Konzeptes	28
3.2.2.3	Ersparnisse durch Anwendung des 4-Modulkonzeptes	28
3.2.3	Alternative Kugelabzugseinrichtung	29
3.2.4	Ersparnisse an Einzelkomponenten	31
3.2.4.1	Vorgespannte Behälter aus Sphäroguß	31
3.2.4.2	Gasreinigungsanlage	31
3.3	Sekundärkreislauf	33
3.3.1	Zahl der Dampfturbinen	33
3.3.2	Gasturbine	33
4.0	Leistungserhöhung des HTR-Moduls	36
4.1	Verwendete Rechenprogramme	36
4.1.1	Beschreibung des VSOP-Programmpakets	36
4.1.2	Die Modellierung des HTR-Moduls	37
4.2	Leistungsdichteerhöhung	39
4.2.1	Coreverkürzung	39
4.2.2	Leistungserhöhung	41
4.3	Zweizonenbeschickung	42
4.4	HTR-Modul mit Mittelsäule	45
4.4.1	Theorie des Wärmeleitproblems	45
4.4.2	Verfahren zur Leistungsmaximierung	48

4.5 Weitere Leistungserhöhung durch Verwendung mehrerer Gebläse und Dampferzeuger	50
4.6 Weitere Leistungserhöhung durch Verwendung von Behältern mit größerem Durchmesser	51
5.0 Ein HTR-Modul mit maximierter Leistung	53
5.1 Beschreibung der Konzeptauslegung	53
5.2 Eigenschaften des Gleichgewichtscores	55
5.2.1 Physikalische Eigenschaften	55
5.2.2 Thermohydraulische Eigenschaften	59
5.2.3 Steuerstäbe	61
5.2.4 Festigkeitsüberlegungen zur Mittelsäule	64
5.3 Störfallanalyse	64
5.3.1 Druckentlastungsstörfall	66
5.3.1.1 Reaktivitätsverhalten	66
5.3.1.2 Temperaturverhalten	66
5.3.2 Ausfall des Primärkreisgebläses	73
5.3.3 Reaktivitätsverhalten bei Wassereinbruch	74
5.4 Kostenersparnisse durch Anwendung des 350MWth-Konzepts	76
6.0 Zusammenfassung und Schlußfolgerungen	77
6.1 Investitionskostenenkung	77
6.2 Leistungserhöhung	78
6.3 Ein HTR-Modul mit maximierter Leistung: der 350MWth-Ringcore-Modul. .	78
6.4 Anregungen zu weiteren Untersuchungen	79
7.0 Literatur	81
Anhang A. Vorgespannte Gußbehälter	87
Anhang B. Das VSOP-Programmpaket	89
B.1 Vorbereitung (pre-organisation)	89
B.2 Berechnung der physikalischen Vorgänge (physical events)	92
B.3 Konservierung der Ergebnisse (preservation)	98
B.4 Detaillierten Untersuchungen (detailed studies)	99
Anhang C. Der Druckverlust im Primärkreis	100
Anhang D. Die Maximaltemperatur nach dem Druckentlastungsstörfall	102
Anhang E. Formelzeichen	104

Verzeichnis der Abbildungen

Abb. 1.	Annäherung des Lastbedarfs durch Zubau von Groß- und Kleinkraftwerken.	2
Abb. 2.	Spezifische Kosten als Funktion der Leistungsgröße eines Reaktortyps /1/.	4
Abb. 3.	Verlauf der spezifischen Kosten als Funktion der Leistungsgröße des Reaktorcores.	4
Abb. 4.	Einteilung der Kraftwerke der öffentlichen EVUs in der Bundesrepublik Deutschland 1986 in Leistungsgruppen /1/.	6
Abb. 5.	Der HTR-Modul nach KWU/Interatom /6/.	7
Abb. 6.	Kosteneinflüsse bei einer Kraftwerksanlage /16/.	13
Abb. 7.	Qualitative Kostenaufschlüsselung /17/.	13
Abb. 8.	Sensitivitätsdiagramm der Stromerzeugungskosten.	15
Abb. 9.	Sensitivitätsdiagramme für die Investitionskosten	17
Abb. 10.	a. HTR-Modul in Reaktorgebäude. b. HTR-Modul in Sekundärzelle. ...	20
Abb. 11.	a. 4 Module in Kavernenbauweise. b. 4 Module in Großraumbauweise ..	22
Abb. 12.	Sensitivitätsdiagramme für verschiedene Primärzellenbauweisen	23
Abb. 13.	HTR-Modul mit Core und Dampferzeugern in einem Behälter.	24
Abb. 14.	4 Module mit den Dampferzeugern in einem Behälter.	26
Abb. 15.	Sensitivitätsdiagramme für das 4-Modul-Konzept	29
Abb. 16.	Kugelabzugseinrichtungen: a. nach Thomas /26/, b. nach Buda /19/	30
Abb. 17.	Vorgespannte Spärogußbehälter für HTR-Modul /28/.	32
Abb. 18.	HTR-Modul mit Gasturbine /32/.	34
Abb. 19.	Rechenmodell des HTR-Moduls von KWU/Interatom für V.S.O.P. /34/.	38
Abb. 20.	Maximaltemperatur nach dem Druckentlastungsstörfall als Funktion der Corehöhe	40
Abb. 21.	Maximaltemperatur nach dem Druckentlastungsstörfall als Funktion der Leistung	41
Abb. 22.	Radiale Temperaturverteilung am Coreboden für verschiedenen Beschickungsarten	43
Abb. 23.	Maximaltemperatur nach dem Druckentlastungsstörfall als Funktion der Leistung für verschiedene Beschickungsweisen.	44
Abb. 24.	Normierte radiale Verteilungen der Aufheizspanne	47
Abb. 25.	Spezifische Investitionskosten eines 4-Modul-Kraftwerks mit HTR-Modulen mit maximierter Leistung.	51
Abb. 26.	350 MWth HTR-Modul: Reaktordruckbehälter mit Einbauten.	53
Abb. 27.	350 MWth HTR-Modul: Horizontalschnitt zur Höhe der Mittelsäule-Abstützung.	54
Abb. 28.	Rechenmodell des 350MWth-HTR-Moduls für V.S.O.P.	56
Abb. 29.	350 MWth HTR-Modul: Radiale Flußverteilung im Core und in der Mittelsäule 555cm oberhalb des Corebodens	58
Abb. 30.	Verteilung der relativen gemittelten Flußverteilung in den 4 Energiegruppen.	59
Abb. 31.	Radiale Temperaturverteilung am Coreboden im Normalbetrieb im Core und Mittelsäule.	60
Abb. 32.	Relative Verteilung der in axialer Richtung integrierten Leistungsverteilung im Core.	61

Abb. 33. Stabreaktivitätskurven bei Betriebstemperatur	62
Abb. 34. Stabreaktivitätskurven bei 50°C, mit Xenoneffekt	63
Abb. 35. Zeitverlauf der Reaktivität nach dem Druckentlastungsstörfall.	65
Abb. 36. Relative Nachwärmeleistung des 350MWth-Moduls als Funktion der Zeit.	66
Abb. 37. Speicherung und Abstrahlung der Nachwärme des 350MWth-Moduls als Funktion der Zeit.	67
Abb. 38. Speicherung und Abstrahlung der Nachwärme des 350MWth- und des 200MWth-Moduls als Funktion der Zeit.	67
Abb. 39. Temperaturen der Brennelemente und des Druckbehälters des 350MWth- und 200MWth-Moduls als Funktion der Zeit nach Druckentlastungsstörfall.	68
Abb. 40. Radiale Temperaturverteilung im Core und in der Mittelsäule im Normal- betrieb und Druckentlastungsstörfall	69
Abb. 41. Axiale Temperaturverteilung im Core und in der Mittelsäule im Normal- betrieb und Druckentlastungsstörfall	70
Abb. 42. Räumliche Verschiebung des Temperaturmaximums nach dem Druckent- lastungsstörfall	71
Abb. 43. Radiale Temperaturverteilung zu verschiedenen Zeitpunkten nach Druck- entlastungsstörfall.	72
Abb. 44. Volumenanteile des Cores bei bestimmten Temperaturen.	73
Abb. 45. Temperaturen der Brennelemente und des Druckbehälters des 350MWth- und 200MWth-Moduls als Funktion der Zeit nach Gebläseausfall	74
Abb. 46. Effektiver Multiplikationsfaktor als Funktion des Verhältnisses der einge- brochenen Wassermenge und des anwesenden Graphits.	75
Abb. 47. Schematische Darstellung des V.S.O.P.: Physikalische Aufbau /48/	90
Abb. 48. Schematische Darstellung des V.S.O.P.: Programmgliederung /48/	91
Abb. 49. Schematische Darstellung des FEVER /62/.	95
Abb. 50. Schematische Darstellung des THERMIX-KONVEK /43/.	97

Verzeichnis der Tabellen

Tab. 1.	Bis jetzt gebaute Hochtemperaturreaktoren in der Welt.	8
Tab. 2.	Einige Daten des HTR-Moduls von KWU/Interatom /6/.	9
Tab. 3.	Spezifische Investitionskosten und Stromerzeugungskosten für übliche Kraftwerkstypen in der Bundesrepublik Deutschland, Betriebsbeginn 1993,	11
Tab. 4.	Spezifische Investitionskosten für verschiedenen "passiven" Reaktorkonzepten, Serienanlage, Preisbasis 1990.	12
Tab. 5.	Daten zur Berechnung der Stromerzeugungskosten eines Kernkraftwerks mit 4 HTR-Modulen	15
Tab. 6.	Anlagenschätzkosten einer 4-Modul-Anlage in Millionen DM (Kostenbasis 1991) /14/.	16
Tab. 7.	Maximale Verfügbarkeitseinbußen für eine 4-Modulanlage.	21
Tab. 8.	Ersparnisse bei Anpassung der Primärzellenbauweise für eine 4-Modulanlage.	23
Tab. 9.	Ersparnisse bei Anpassung der Primärzellenbauweise für eine Anlage 4 integrierter Module	25
Tab. 10.	Behälter- und Bündelabmessungen der Dampferzeuger beim KWU/Interatom- bzw. dem 4-Modulkonzept.	27
Tab. 11.	Auslegungsdaten der Primärzelle beim KWU/Interatom- und 4-Modul-Konzept.	28
Tab. 12.	Auslegungsdaten Reaktorgebäude beim KWU/Interatom- und 4-Modul-Konzept.	28
Tab. 13.	Kosten des Sekundärteils und Stromerzeugungskosten durch Anwendung verschiedener Turbinenanzahlen (insgesamt 800 MWth).	33
Tab. 14.	Einige Daten zum HTR-Modul mit einer maximal verkürzten Core im Vergleich mit dem HTR-Modul der KWU/Interatom	40
Tab. 15.	Einige Daten zum HTR-Modul mit einer maximal erhöhten Leistungsdichte im Vergleich mit dem HTR-Modul der KWU/Interatom	42
Tab. 16.	Leistungserhöhung und Kostensenkung bei verschiedenen Beschickungsweisen	44
Tab. 17.	Parameter nach maximierter Leistung für einen HTR-Modul mit Mittelsäule und mehreren Gebläsen und Dampferzeugern.	50
Tab. 18.	Leistung und Abmessungen der verschiedenen HTR-Konzepte mit kugel- und blockförmige Brennelementen.	52
Tab. 19.	Einige Daten des 350 MWth HTR-Moduls.	54
Tab. 20.	Physikalische Daten des Gleichgewichtscores.	55
Tab. 21.	Temperaturkoeffizienten bei Betriebstemperatur [°C]	57
Tab. 22.	Reaktivitätswerte der Steuerstäbe bei Betriebstemperatur	62
Tab. 23.	Anlagenschätzkosten einer 4-Modul-Anlage mit 200MWth-Modulen bzw. 350MWth-Modulen in Millionen DM (Kostenbasis 1991).	76
Tab. 24.	Komponenten und Merkmale vorgespannter Gußbehälter /46/.	87
Tab. 25.	Vorteile vorgespannter Gußbehälter.	88

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftliche Hilfskraft (Doktorand) am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik (ehem. Institut für Reaktorentwicklung) des Forschungszentrums Jülich.

An dieser Stelle möchte ich Herrn Prof. Dr. rer. nat. R. Schulten bedanken für die freundliche Aufnahme am Institut für Reaktorentwicklung, die Aufgabenstellung sowie für die vielen weiterführende Hinweise.

Herrn PD. Dr. rer. nat. E. Teuchert danke ich für die gute Betreuung des Teils meiner Arbeit zur Leistungserhöhung.

Herrn K.-A. Haas danke ich für seine ständige Hilfsbereitschaft bei der Arbeit mit dem V.S.O.P.-Programm am Großrechner.

Bedanken möchte ich mich schließlich auch bei den anderen Kollegen am Institut die mir auf irgend einer Weise behilflich waren diese Arbeit zustande zu bringen.

Jülich, im Mai 1993

Aliki van Heek

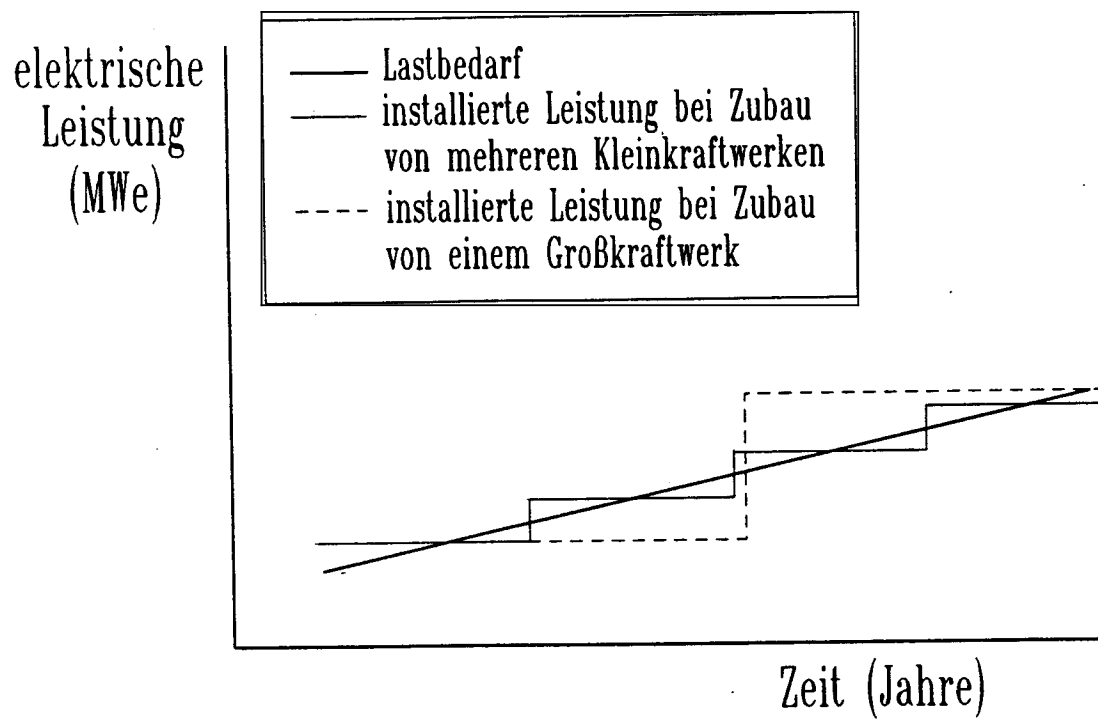


Abb. 1. Annäherung des Lastbedarfs durch Zubau von Groß- und Kleinkraftwerken.

1.0 Einleitung

1.1 Kleine Kernkraftwerke

Kraftwerke kleiner Leistung werden zur Zeit fast ausschließlich mit fossilen Brennstoffen betrieben. Das Problem der Emission schädlicher Gase durch die Verbrennung von Öl, Kohle und Erdgas läßt das Interesse an der Kernenergie wieder wachsen. Dazu kommt, daß inhärente Sicherheitseigenschaften, die das Risiko einer nuklearen Katastrophe erheblich verringern sollen, nur mit Reaktoren kleinerer Leistung zu realisieren sind.

Die Leistungsgröße von "kleinen" Kernkraftwerken ist nicht genau festgelegt, aber im allgemeinen wird hierbei an eine Leistung von ca. 300 MWe gedacht /1/. Es gibt schon länger Interesse an diesen Reaktoren, vor allem aus folgenden zwei Gründen:

- Kleineres Investitionskapital erforderlich, und damit kleinere Investitionsrisiken,
- Auch anwendbar in Ländern mit kleinen Stromnetzen (Schwellen- und Entwicklungsländer).

Dazu werden seit kurzem neue Vorteile deutlich:

- Bei der Auslegung von Reaktoren kleiner Leistung können inhärente Sicherheitseigenschaften verwirklicht werden.
- Bei den heutigen niedrigen Stromzuwachsraten könnten Strombedarf und -Produktion besser auf einander abgestimmt werden, wenn mehrere kleine Kraftwerke zugebaut werden statt eines großen. Siehe Abb. 1. Die Oberfläche der Dreiecke oberhalb der Bedarfslinie sind ein Maß für die Überschußenergie, und unterhalb dieser Linie für die zu importierende Energie. Die Überschußenergie wird entweder exportiert, oder nicht erzeugt. Im letzten Fall ist der Kraftwerkspark nicht voll ausgelastet. Durch den Einsatz kleinerer Kraftwerke wird die Oberfläche der Dreiecke minimalisiert, was vor allem wichtig ist bei kleinerer Bedarfszunahme (schwach steigender Linie). Heute sichern sich die EVUs, die an dem Neubau großer Einheiten festhalten, gegen Verluste durch Überkapazität ab durch gegenseitige Im- und Exportverträge, oder durch gemeinsame Investition in einem Großkraftwerk.
- Wärme-Kraft-Kopplung ist besser ausführbar mit Kraftwerken kleinerer Leistung. Wärme ist schwierig über größere Abstände transportierbar, und muß daher immer in der Nähe des Verbrauchers erzeugt werden. Die optimale Leistungsgröße von Reaktoren mit Hauptzweck Prozeßwärmeerzeugung ist sogar nur ca. 100 MWth /2/.

Das Problem der Kernkraftwerke kleiner Leistung ist die Wirtschaftlichkeit. Wegen der hohen Investitionen hat ein traditionelles Kernkraftwerk nur dann niedrige Stromerzeugungskosten, wenn es eine möglichst große Leistung hat ('economy of scale'). Man muß aber beachten, daß die spezifischen Kosten einer Anlage nicht kontinuierlich steigen mit

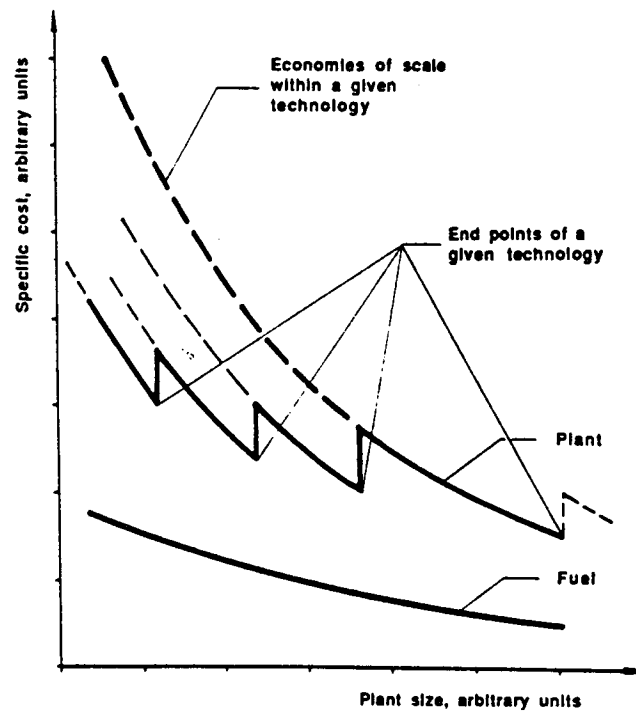


Abb. 2. Spezifische Kosten als Funktion der Leistungsgröße eines Reaktortyps /1/.

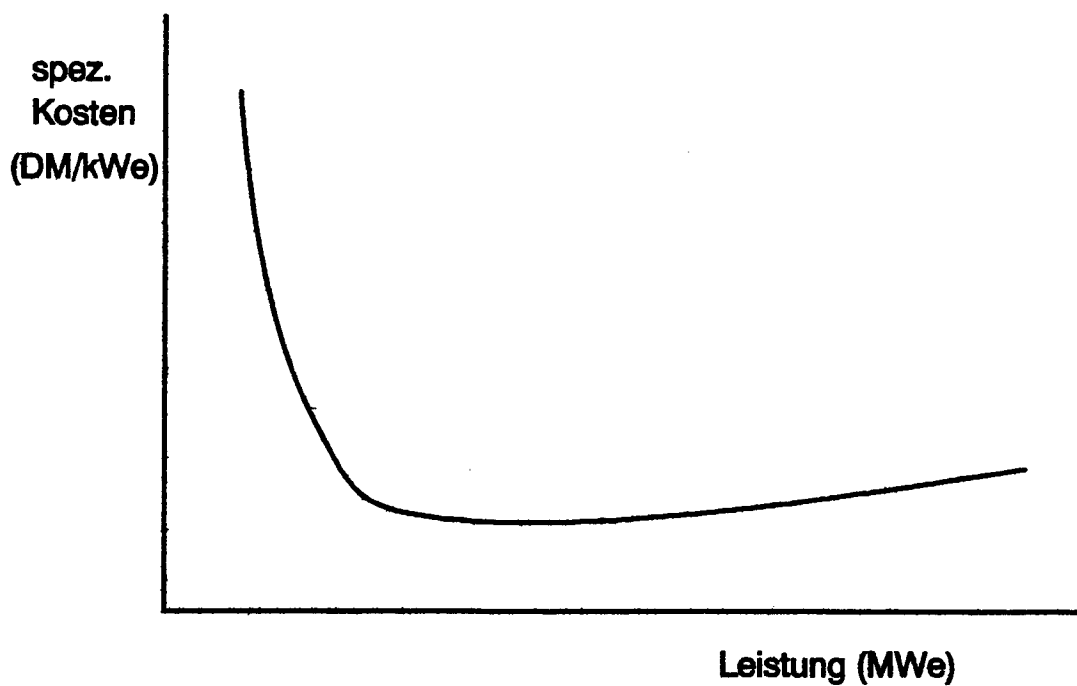


Abb. 3. Verlauf der spezifischen Kosten als Funktion der Leistungsgröße des Reaktorcores.: Die Kurve steigt links an durch das Skalierungsgesetz, und rechts weil die besondere Vorteile der Kleinkraftwerke nur für kleinere Leistungen gelten.

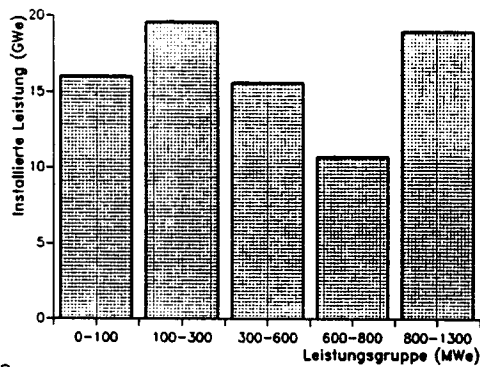
abnehmender Leistung, sondern Diskontinuitäten zeigen, wie dargestellt in Abb. 2 /1/. Solche Sprünge treten dann auf, wenn eine Komponente zur Leistungserhöhung modifiziert wird. Beispiele sind die Vergrößerung der Dampferzeugerzahl und der Umstieg von 3000 auf 1500 U/Min. bei einer Turbine. Es ist also nicht gerechtfertigt, die Kosten eines Kleinkraftwerks durch einfaches herunterskalieren der Kosten eines Großkraftwerks zu ermitteln. Dazu kommt, daß durch geschickte Anwendung o.g. Vorteile von Kleinkraftwerken und zusätzliche Maßnahmen die Kosten erheblich zu senken wären:

- Durch inhärente Sicherheitseigenschaften des Reaktors können bestimmte teure Komponenten (z.B. Nachwärmeabfuhr-Kühler, redundante Noteinspeisepumpen) weggelassen werden,
- Durch o.g. Weglassen wird die Anlage vereinfacht und damit zuverlässiger, was sich in einer Erhöhung der Verfügbarkeit widerspiegelt,
- Größere Zahlen und kleinere Abmessungen der Komponenten lassen eine weitgehende Vorfertigung in der Werkstatt zu, was zu kürzeren Bauzeiten führen kann. Auch hat sich in den U.S.A. gezeigt, daß die Produktivität in der Werkstatt höher ist als auf der Baustelle, während für die Löhne das Umgekehrte gilt /3/.
- Die bessere Abstimmung von Bedarf und Produktion hat zur Folge, daß Zinsen gespart werden /3/. Mit Abb. 1 wird dies deutlicher; für ein Großkraftwerk muß zu einem früheren Zeitpunkt Kapital aufgebracht werden als für ein Kleinkraftwerk.
- Die größere Zahl und der erhöhte Vorfertigungsgrad der Kleinkraftwerke vergrößern den Lerneffekt /3/, das heißt daß die Investitionskosten sinken mit steigender Zahl der gebauten Anlagen.

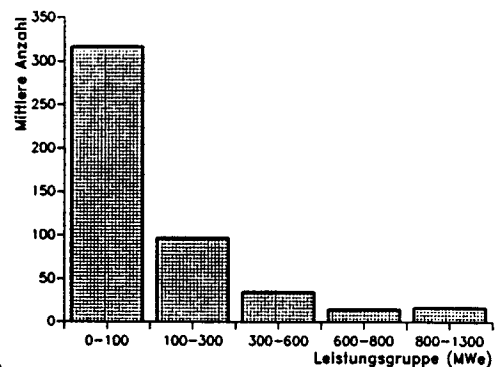
So könnte eine optimale Leistungsgröße entstehen, wie in Abb. 3. Durch das Skalierungsgesetz steigen die Kosten an der Seite der kleinen Leistungen, aber weil o.g. Maßnahmen nur für kleinere Leistungen gelten, steigen die Kosten an der Seite der großen Leistungen auch an.

Der Bedarf an Kleinkraftwerken wird auch leicht aus Abb. 4 klar. Die kommerziellen Kernkraftwerke, die in letzter Zeit in Betrieb genommen sind oder noch im Bau sind, zählen alle zu der höchsten Leistungsgruppe (800-1300 MWe). In Ländern mit kleinen Stromnetzen gibt es diese Gruppe nicht, und der größere Teil der gesamtinstallierten Leistung ist an der niedrigen Seite des Leistungsspektrums konzentriert. Die Anwendung der Kernenergie in diesen Ländern ist deshalb nur machbar mit kleinen Kernkraftwerken. Ähnliches gilt für Kraftwerke, die neben Strom auch Prozeßwärme erzeugen (Kraft-Wärme-Kopplung).

Eine optimale Kombination von Sicherheit und Wirtschaftlichkeit ließe sich erreichen durch die Bau eines Großkraftwerks aus mehreren Reaktormodulen. Man kombiniert dann die inhärenten Sicherheitseigenschaften des Kleinreaktors mit den wirtschaftlichen Vorteilen eines Großkraftwerks. Es wird zwar verzichtet auf einer möglichst effiziente Bedarfserfüllung und Ausnützung der Möglichkeiten zur Wärme-Kraft-Kopplung, aber die Serienfertigung bildet eine weitere Möglichkeit zur Kapitalkostensenkung. Der Bau wird dann so geplant, daß die Einheiten kurz nacheinander fertig werden. Eine



a.

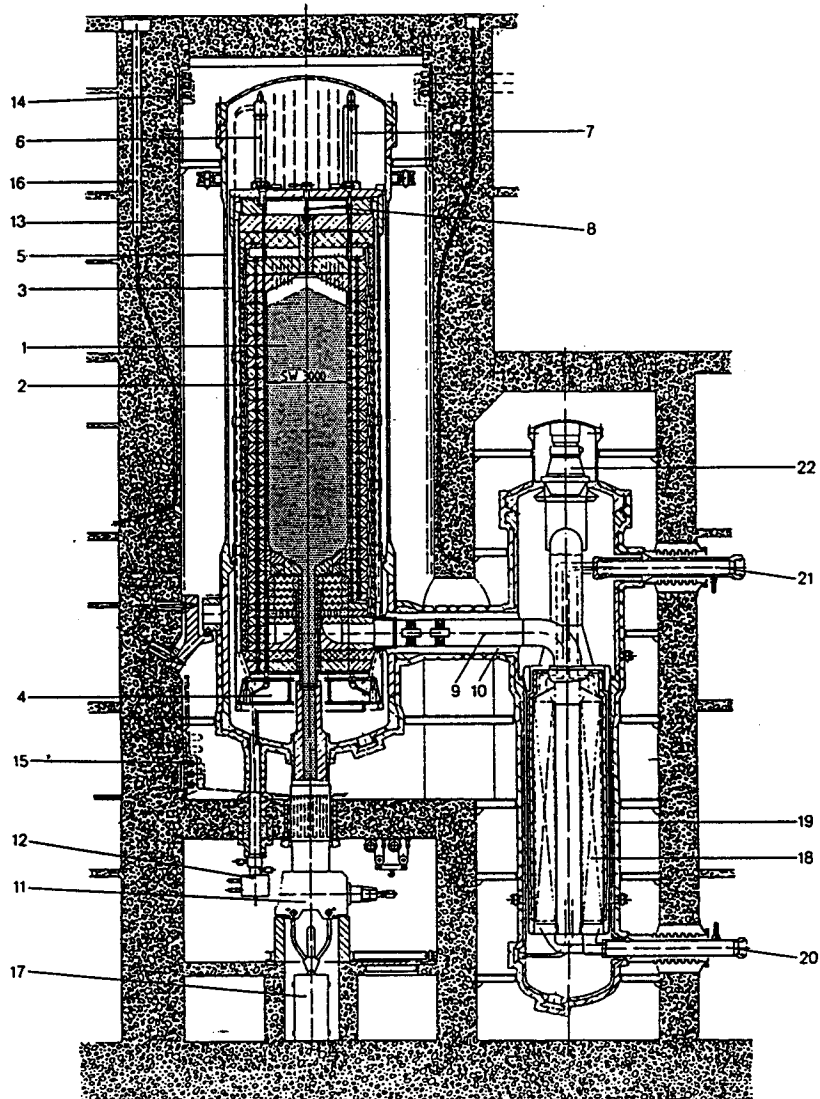


b.

Abb. 4. Einteilung der Kraftwerke der öffentlichen EVUs in der Bundesrepublik Deutschland 1986 in Leistungsgruppen /1/: a. gesamte installierte Leistung pro Gruppe, b. Anzahl der Kraftwerke pro Gruppe.

kanadische Studie hat gezeigt, daß die spezifischen Investitionskosten eines Kraftwerks mit zwei 300MWe-Einheiten mit einem Jahr Unterschied in den Inbetriebnahmezeitpunkten nur 5% höher sind als die eines Kraftwerks mit einem 600MWe-Reaktor. Man kann es auch so sehen, daß die Kosten der zweiten Einheit 15% niedriger sind als die der ersten /4/.

1.2 Der HTR-Modul



- | | | |
|--------------------------------|------------------------------|-------------------------------------|
| 1 Brennelementschüttung | 8 Brennelement-Förderleitung | 15 Vorlauf Flächenkühler |
| 2 Keramische Einbauten | 9 Heißgasleitung | 16 Neutronenflußmeßinstrumentierung |
| 3 Kernbehälter | 10 Kaltgasleitung | 17 Brennelement-Bruchkanne |
| 4 Bodenstruktur | 11 Brennelement-Abzugsblock | 18 Heizrohrbündel |
| 5 Reaktordruckbehälter | 12 Armaturenblock des | 19 Dampferzeugerdruckbehälter |
| 6 Kleinkugel-Abschalteneinheit | Kleinkugelabschaltenelements | 20 Speisewasserstutzen |
| 7 Reflektorstab | 13 Flächenkühler | 21 Frischdampfstutzen |
| | 14 Rücklauf Flächenkühler | 22 Primärkreislauf-Gebläse |

Abb. 5. Der HTR-Modul nach KWU/Interatom /6/.

Verschiedene Reaktortypen für kleine Kraftwerke werden zur Zeit entwickelt. Zunächst gibt es die Wahl, entweder festzuhalten an der heutigen Leichtwasserreaktorlinie, oder umzusteigen auf ein anderes Konzept. Der Vorteil eines Leichtwasserreaktors ist, daß man sich weitgehendst auf existierende Erfahrungen stützen kann, und möglicherweise

auf eine Demonstrationsanlage verzichten könnte. Der Umstieg auf die Hochtemperaturreaktorlinie bietet aber andere Vorteile, wobei das inhärente Sicherheitspotential die größte Bedeutung hat. In dieser Arbeit handelt es sich um den HTR-Modul, einen graphitmoderierten, heliumgekühlten Hochtemperaturreaktor (HTR), dessen Konzept erstmals 1982 veröffentlicht wurde von der deutschen Firma Interatom /5/.

Graphitmoderierte gasgekühlte Reaktoren werden schon ab 1956 kommerziell betrieben in Leistungsgrößen bis 670 MWe. Sie zeichnen sich gegenüber anderen Reaktortypen durch hohe Wirkungsgrade, hohe Dampftemperaturen und niedrige Strahlendosen des Personals aus.

Bei der Entwicklung des Hochtemperaturreaktors ging es von Anfang an um hohe Kühlmitteltemperaturen. Durch sie wurden Wirkungsgraderhöhungen bei der Stromerzeugung möglich, aber es öffneten sich auch Anwendungsmöglichkeiten außerhalb der Elektrizitätserzeugung, z.B. Prozeßwärmeerzeugung für die Industrie, Meereswasserentsalzung, Fernwärmeerzeugung etc. Bis jetzt sind fünf Hochtemperaturreaktoren gebaut worden, die jedoch mittlerweile alle wieder außer Betrieb sind, siehe Tab. 1.

Name	Land	Leistung	Betriebsbeginn	Betriebsende
Dragon	England (OECD)	20 MWth	1964	1975
Peach Bottom	USA	115 MWth	1967	1974
AVR	BRD	15 MWe	1967	1988
Fort St. Vrain	USA	330 MWe	1979	1990
THTR	BRD	300 MWe	1986	1989

Tab. 1. Bis jetzt gebaute Hochtemperaturreaktoren in der Welt.

Trotz der langen Geschichte ist dieser Reaktortyp noch nicht über das Prototypstadium vorgedrungen. Gründe der im Vergleich mit LWR und CANDU zurückgebliebenen Entwicklung sind u.A. Wirtschaftlichkeitsprobleme. Auch die nicht-elektrische Energieerzeugung mit HTR ist bis jetzt noch keine kommerzielle Wirklichkeit geworden. Zwei neue Entwicklungen lassen aber erneute Interesse am HTR-Typ wachsen. Erstens werden bei zukünftigen Kernkraftwerken erhöhte Anforderungen an der Sicherheit gestellt, wozu der HTR - in modularer Form - bestens geeignet ist. Zweitens wird das drohende Klimaproblem uns zwingen auch im nicht-elektrischen Bereich den Ausstoß von Treibhausgasen zu senken, und Prozeßwärmeerzeugung mit HTR ist prinzipiell CO₂-frei.

Der Hochtemperaturreaktor nutzt eine keramische statt metallischer Brennstoffhülle, die in der Lage ist, Spaltprodukte zurückzuhalten bei Temperaturen bis zu 1600°C. Die Hülle ist aufgebaut aus sehr dichten Pyrokohlenstoff- und Siliziumkarbidsschichten, die ein kleines Uranoxiddkörnchen mit einem Durchmesser von ca. 0,5mm umgeben. So wird ein kleiner Druckbehälter gebildet, der bis zu mehreren Hundert bar Innendruck aushalten kann. Diese sog. "coated particles" sind im deutschen HTR-Konzept eingebettet in kugelförmige graphitische Brennelemente. In den USA und in Japan werden blockförmige Brennelemente verwendet. Die Brennelement-Kugeln (Durchmesser 6cm)

bilden in loser Schüttung das Reactorcore. Das Core ist umgeben von einem graphitischen Reflektor und dem stählernen Druckbehälter, siehe Abb. 5. Das HTR-Modul-Konzept ist seit 1979 in Entwicklung, dem Trend von Leistungserhöhung zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit ('economy of scale') entgegengesetzt. Seine Leistung beträgt nur 200 MWth, oder 80 MWe. Ein Kraftwerk größerer Leistung könnte aus mehreren Modulen nebeneinander aufgebaut werden. Die Entwicklung des Modulkonzeptes wurde geführt von dem Wunsch, die Brennstofftemperaturen unter allen Störfallbedingungen nur durch passive Wärmeabfuhr so niedrig zu halten, daß keine signifikante Spaltproduktfreisetzung aus den coated particles stattfinden kann. Dies gilt auch für den Druckentlastungsstörfall mit Ausfall der aktiven Wärmesenke, der Störfall mit der größten Aufheizungsspanne. Hierdurch werden Leistungsgröße und -dichte begrenzt, und das Oberfläche/Volumenverhältnis wird größer als bei anderen Reaktoren. Dieses, und die Abwesenheit von Abschaltelementen im Core, führt zu einer relativ großen Höhe und einem kleinen Durchmesser des Cores. Abb. 5 zeigt den HTR-Modul, und Tab. 2 erhält seinen wichtigsten Daten.

thermische Leistung	200 MWth
Coredurchmesser	3 m
Corehöhe	9,43 m
mittlere Leistungsdichte	3,0 MW/m ³
Anzahl Brennelemente	360.000
Anreicherung	7,7 Gew. %
Heliumeintrittstemperatur	250°C
Heliumaustrittstemperatur	700°C
Heliumdruck	60 bar
Heliummassenstrom	85 kg/s
Coredruckverlust	0,62 bar
Anzahl Steuerstäbe	6
Anzahl KLAK-Abschaltelemente	18
Dampfdruck	190 bar
Speisewassereintrittstemperatur	190°C
Frischdampfatemperatur	530°C

Tab. 2. Einige Daten des HTR-Moduls von KWU/Interatom /6/.

Die Brennelemente werden kontinuierlich umgewälzt. Im 15-Sekundentakt werden sie oben aufs Core geladen, und unten abgezogen. Unten am Kugelabzugsrohr befinden sich zwei Schrottabscheider, mit denen beschädigte Brennelemente schon während des Betriebes abgetrennt werden können (Erfahrung mit dem AVR zeigt eine sehr niedrige Beschädigungsrate). Die unbeschädigten Kugeln werden zur Abbrandmeßanlage geführt. Dort wird für jeder Kugel aufgrund des Abbrandmeßergebnisses entschieden, ob sie zurück ins Core geschickt wird oder zum Zwischenlagerbehälter. Die Kugeln werden so ca. 15 mal umgewälzt. Eine Wiederaufarbeitung der abgebrannten Brennelemente, die dann schon einen Abbrand von 80.000 MWd/t erreicht haben, ist nicht vorgesehen.

Abhängig von der Anwendung kann der HTR-Modul-Behälter mit verschiedenartigen Wärmetauschern verbunden werden. Es wird ausgegangen von einem Helix-Dampferzeuger zur Stromerzeugung. Er wird durch eine Koaxialleitung mit dem Reaktordruckbehälter verbunden. Das Helium strömt von oben nach unten durch das Core, dann durch das Innenrohr zum Dampferzeuger, wo es im Gegenstrom das aufwärts verdampfende Speisewasser erwärmt. Das Helium wird anschließend zum Gebläse gelenkt, das sich oberhalb des Heizrohrbündels befindet. Vom Gebläse strömt es durch das Ringrohr zum Reaktor, wo es durch vertikale Bohrungen im Seitenreflektor wieder oberhalb des Cores gelangt.

Reaktor und Dampferzeuger befinden sich in einer Primärzelle, die zur Behälterabstützung und zur biologischen Abschirmung dient. Ein flugzeugabsturzsicheres Gebäude umgibt den Primärzellen. Auch die Notsteuerstelle ist in diesem Gebäude angeordnet.

Die Sicherheitseigenschaften des HTR-Moduls wurden durch die Reaktorsicherheitskommission (RSK) /7/ und durch ein detailliertes Konzeptgutachten vom TÜV Hannover bestätigt /8/. Neue Auslegungsmerkmale sind weitgehend rechnerisch und experimentell getestet worden, so daß der Reaktor kurzfristig kommerziell einsetzbar ist /3/.

1.3 Ziel und Aufbau der Arbeit

Ziel dieser Arbeit ist es, Lösungen des Wirtschaftlichkeitsproblems des Kleinkernkraftwerks für den Fall des HTR-Moduls zu untersuchen. Diese Lösungen werden gesucht in Modifikationen des Entwurfs des HTR-Modul-Kraftwerks und des Reaktors selbst. Die Sicherheitseigenschaften des Reaktors sollten hierbei zumindest erhalten bleiben.

Zunächst werden hierzu die Aufschlüsselungen der Investitions- und der Stromerzeugungskosten analysiert (Kap. 2). An Hand hiervon werden die Möglichkeiten zur Kostensenkung ermittelt. Die Modifikationen sind in zwei Hauptgruppen zu unterteilen, einerseits in Investitionskostensenkungen des Kraftwerks (Kap. 3) und andererseits in eine thermische Leistungserhöhung des Reaktors (Kap. 4). Es wird klar werden, daß die Investitionskosten nur wenig zu senken sind, und daß eine Leistungserhöhung dagegen eine erhebliche Stromerzeugungskostensenkung mit sich bringen kann. Für eine Modifikation, die Anwendung einer graphitischen Mittelsäule, wird die Auslegung des HTR-Moduls detailliert ausgearbeitet und eine Sicherheitsanalyse durchgeführt (Kap. 5).

2.0 Kostenaspekte

2.1 Investitionskosten und Stromerzeugungskosten verschiedener Kraftwerkstypen

Wichtige Kostenparameter eines Kraftwerks sind die Investitionskosten und die Stromerzeugungskosten. Die Investitionskosten werden in DM/kWe angegeben, um die Kostenunterschiede verursacht durch Leistungsunterschiede auszugleichen. Die Stromerzeugungskosten werden in Pf/kWh ausgedruckt, hierin sind neben Abschreibung auch z.B. Brennstoff- und Betriebskosten verarbeitet. Alternativen für die Stromerzeugung im Basislastbereich sind z.B. Kern-, Kohle- und GuD-("Gas und Dampf" Kombi)-kraftwerke. Diese sind alle schon kommerziell realisiert worden.

Für diese Kraftwerkstypen sind die spezifischen Investitionskosten und die Stromerzeugungskosten für 70% Auslastung dargestellt in Tab. 3.

	spez. Investkosten (DM/kWe)		mittl. Stromerzeugungskosten (Pf/kWh)	
	1987- $\text{\$}$	1990-DM	1987- $\text{\$}$	1990-DM
DWR-Konvoi	1500	3500	3,54	7,7
Steinkohle (Import)	900	2000	3,86	8,4
GuD	450	1000	4,09	8,9

Tab. 3. Spezifische Investitionskosten und Stromerzeugungskosten für übliche Kraftwerkstypen in der Bundesrepublik Deutschland, Betriebsbeginn 1993, Preisbasis 1990: DWR-Konvoi = Druckwasserreaktor neuester deutscher Bauart (Siemens/KWU), GuD = 'Gas und Dampf'-Kombikraftwerk auf Erdgasbasis. Die Stromerzeugungskosten sind reale Mittelwerte über 25 Jahre Auslastung 70% (Basislastbereich). Es gelten die Weltmarktbedingungen 1987. Finanzielle Daten: allgemeine Verteuerungsrate 4% p.a., Diskontierungsrate 8,5% p.a., ohne Steuern. (Dollarwerte aus /9/, umgerechnet nach 1990-DM).

Für Braunkohle gelten ähnliche Werte wie für importierte Steinkohle. Die DWR-Werte gelten auch für Siedewasserreaktoren. Wie man sieht, ist die Kernenergie aus LWR im Vollastbereich am wirtschaftlichsten. Die fossilgefeuerten Kraftwerke werden erst im Mittel- und Spitzenlastbereich wirtschaftlicher.

Wegen der Nachteile obengenannter Kraftwerkstypen (Risiko der Freisetzung größerer Mengen Radioaktivität bei DWR-Konvoi, Emission schädlicher Gase bei Kohle und GuD) wird zur Zeit an Alternativen in der Form von Kraftwerken mit "passiven" Reaktoren gearbeitet. Bei dieser neuen Generation von Kernkraftwerken sollen möglichst viele sicherheitsrelevante Komponenten durch passive Systeme ersetzt werden, wodurch das Sicherheitsniveau erheblich verbessert wird. Zu dieser Gruppe gehört der HTR-Modul. Tab. 4 zeigt für sechs dieser Konzepte die Leistung und die spezifischen Investitionskosten, wie vom Hersteller abgeschätzt.

Name	Herstellerland	Leistung (MWe)	spez. Investitionskosten (DM/kWe)	Quelle
AP-600	U.S.A.	600	2500	/10/
SBWR	U.S.A.	600	2600	/11/
CANDU-300	Kanada	450	3100	/12/
MHTGR 350MWth (x4)	U.S.A.	538	3900	/13/
HTR-Modul 200MWth (x4)	Deutschland	315	4500	/14/
HTR-Modul 200MWth (x6)	Deutschland	480	3700	/15/

Tab. 4. Spezifische Investitionskosten für verschiedenen "passiven" Reaktorkonzepten, Serienanlage, Preisbasis 1990.

Der Einfluß der Größendegression ist klar erkennbar, d.h. ein Kraftwerk mit einem großen Reaktor ist spezifisch billiger als eines bestehend aus vier kleinen. Es muß an dieser Stelle aber auch auf unterschiedliche Anforderungen in verschiedenen Ländern hingewiesen werden. So braucht z.B. ein Kernkraftwerk in Deutschland ein flugzeugabsturzsicheres Containment, während dies in den U.S.A. nicht erforderlich ist. Zum Schluß soll noch bemerkt werden, daß die Stromerzeugungskosten bei Hochtemperaturreaktoren zu senken wären durch die Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung. Die Kosten werden dann niedriger ausfallen, weil für die gelieferte Energie in der Form von Wärme auch einen Preis berechnet wird.

2.2 Kostenbild des HTR-Moduls

2.2.1 Aufschlüsselung der Stromerzeugungskosten

Die elektrische Energie ist das wesentliche Produkt eines Kraftwerks. Ihre Erzeugungskosten werden durch mehrere Parameter beeinflusst (Abb. 6). Sie können in leistungs-

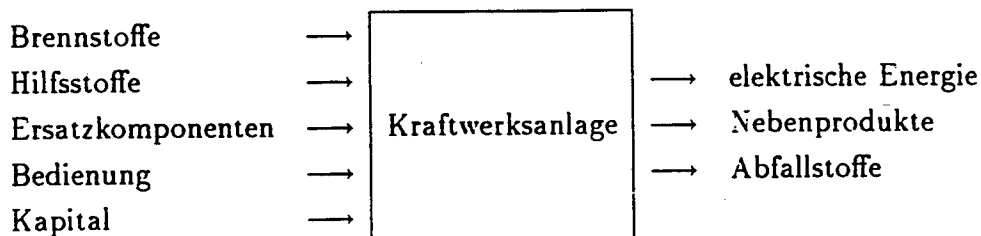


Abb. 6. Kosteneinflüsse bei einer Kraftwerksanlage /16/.

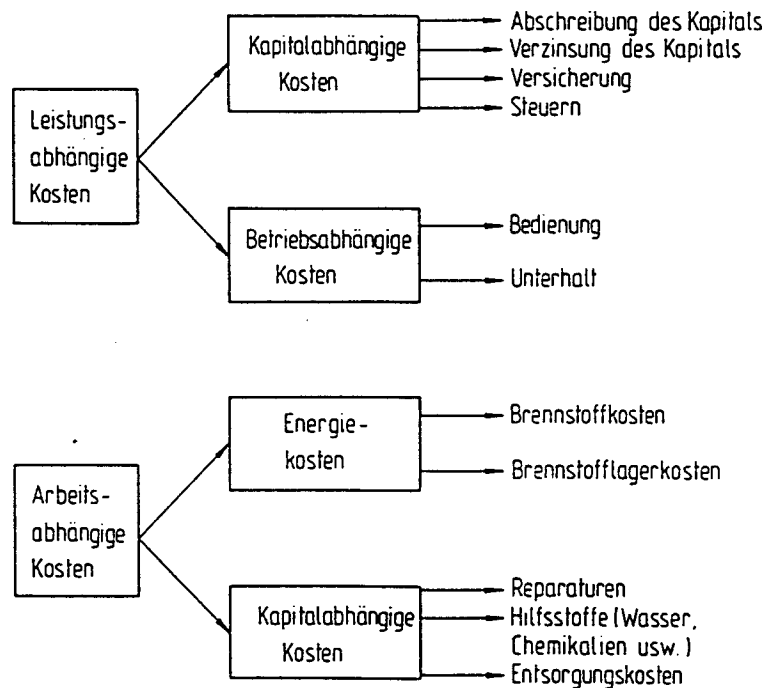


Abb. 7. Qualitative Kostenaufschlüsselung /17/.

abhängige und arbeitsabhängige Kosten aufgeteilt werden, wie in Abb. 7. Zunächst wird eine vereinfachte Methode zur Ermittlung der Stromerzeugungskosten behandelt /17/. Die Stromerzeugungskosten (in Pf/kWh) setzen sich im wesentlichen zusammen aus Anlagekosten, Brennstoffkosten und Betriebskosten. Die Betriebskosten sind wieder zu unterteilen in Personalkosten, Betriebsmittelkosten und Abfallentsorgungskosten. Die Stilllegungskosten sind bei den Anlagekosten untergebracht. Formelmäßig läßt sich diese Gleichung in folgender Weise aufschreiben:

$$X = X_K + X_{Bed} + X_{Br} + X_{Hi} + X_E$$

mit X = gesamte Stromerzeugungskosten [Pf/kWh]

X_K = kapitalabhängige Kosten

X_P = Personalkosten

X_{Br} = Brennstoffkosten

X_{Hi} = Kosten für Hilfsstoffe

X_E = Entsorgungskosten

Die einzelnen Termen werden wie folgt berechnet:

$$X_K = \frac{K_{inv} \cdot \bar{a}}{N_{ef}^0 T}$$

mit K_{inv} = Gesamtinvestition für die Anlage [DM]

\bar{a} = Kapitalfaktor (schließt Abschreibung, Verzinsung, Versicherung, Versteuerung und Reparaturen ein)

Versicherung, Versteuerung und Reparaturen ein)

N_{el} = nominale elektrische Nettoleistung [kW]

T = Vollaststunden pro Jahr [h]

$$X_{Bed} = \frac{P \cdot k_p}{N_{el}^0 T}$$

mit P = Personenzahl für Bedienung

k_p = Personalkostensatz [DM/Person·Jahr]

$$X_{Br} = \frac{\dot{m}_B^0 \cdot k_B}{N_{el}^0}$$

mit \dot{m}_B^0 = Auslegungswert für Brennstoffeinsatz [Kugeln/h]

k_B = Brennstoffkosten [DM/Kugel]

$$X_{Hi} = \frac{\sum_m \dot{m}_{Hi,m}^0 \cdot k_m}{N_{el}^0}$$

mit $\dot{m}_{Hi,m}^0$ = Hilfsstoffmengen (Chemikalien usw.) [kg/h]

k_m = spezifische Hilfsstoffkosten [DM/kg]

$$X_E = \frac{\dot{m}_E^0 \cdot k_E}{N_{el}^0}$$

mit \dot{m}_E^0 = Abfallmenge [kg/h]

k_E = spezifische Abfallentsorgungskosten [DM/kg]

Es wird von einem Kraftwerk mit 4 HTR-Modulen zu reinen Stromerzeugung ausgegangen. Mit folgenden Daten und errechneten Zahlen /14,17,18/, ergibt sich ein Stromerzeugungspreis von 17,4 Dpf/kWh_{el}. Dieser Preis gilt für eine Serienanlage, d.h. es wird angenommen, daß der Kraftwerkstyp voll ausgereift ist und daß die Kosten nicht mehr durch zusätzliche Erfahrung weiter zu senken sind.

Elektrische Leistung	315 MWe
Investitionskosten	1490 Mio. DM
Kapitalkostenfaktor	0,15
Brennelementkosten	100 DM/Kugel
Brennelementbedarf	60 Kugeln/h
Vollaststundenzahl	7500

Abb. 8 zeigt das Sensitivitätsdiagramm für die Stromerzeugungskosten. Hier ist zu sehen, daß die Parameter Leistungsgröße und Investitionskosten den größten Einfluß haben. Auch die Anzahl der Vollaststunden ist von erheblicher Bedeutung.

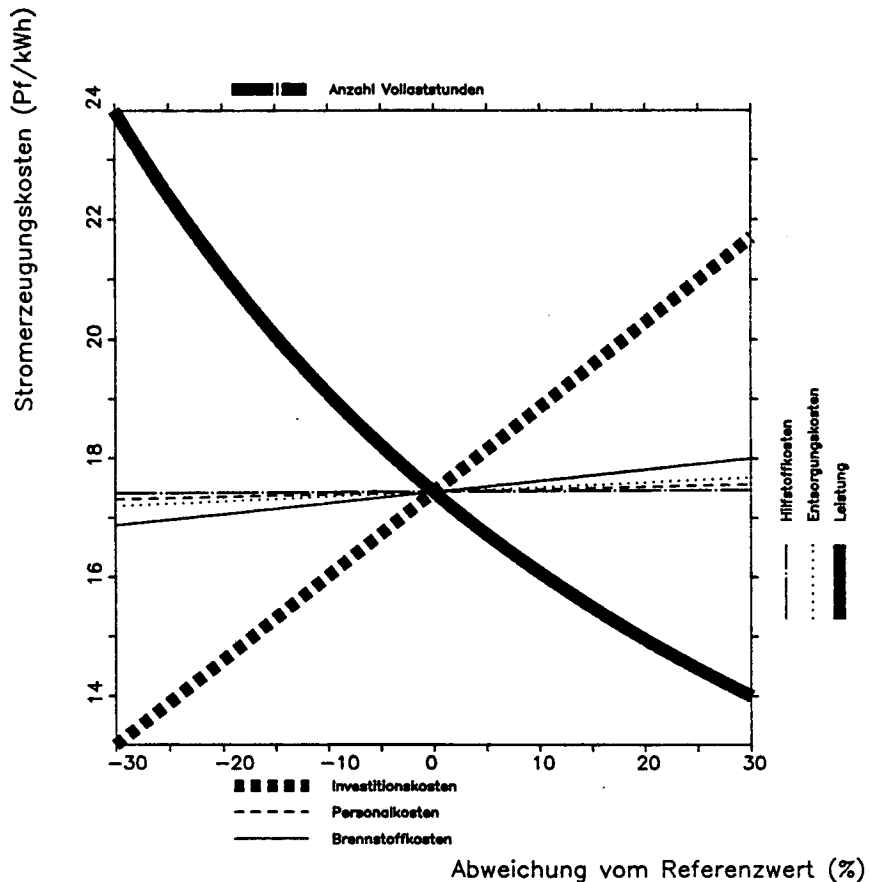


Abb. 8. Sensitivitätsdiagramm der Stromerzeugungskosten.

2.2.2 Aufschlüsselung der Investitionskosten.

Eine grobe Aufschlüsselung der Investitionskosten des HTR-Moduls nach KWU/Interatom ist von Interatom /14/ geliefert worden, und wird in Tab. 6 gezeigt. Es handelt sich um eine 4-Modul-Anlage mit einer Dampfturbine.

	4. Anlage	10. Anlage
Bautechnische Anlagen	322	
Sekundärkreislauf	182	
Nukleare Anlage	600	
Elektro- und Leittechnik	258	
Gesamtprojekt, Abwicklung, Baustelle, Ausbildung, Inbetriebnahme	353	
Summe	1715	1490

Tab. 6. Anlagenschätzkosten einer 4-Modul-Anlage in Millionen DM (Kostenbasis 1991) /14/.

2.3 Möglichkeiten zur Kostensenkung

2.3.1 Bestimmung der Möglichkeiten

Das Sensitivitätsdiagramm der Stromerzeugungskosten, Abb. 8 auf Seite 15, zeigt die Investitionskosten und die Reaktorleistung als weitaus wichtigste Komponenten. Für diese zwei Parameter wird eine Optimierung bezüglich der Stromerzeugungskostensenkung untersucht. Die andere Komponenten (Brennstoff, Betriebskosten) werden nicht weiter untersucht.

Bei den Investitionskosten sind die Unterschiede zwischen den verschiedenen Komponenten weniger deutlich. Der Nuklearteil hat als teuerste Komponente den größten Einfluß und wird im Nachfolgenden weiter untersucht. Zur Kostensenkung der Komponente "Gesamtprojekt, Abwicklung, Baustelle, Ausbildung, Inbetriebnahme" sind Maßnahmen im Genehmigungs- und Managementbereich gefordert. Modifikationen des Designs der Anlage haben wenig Potential zur Kostensenkung im Elektro- und Leittechnikteil. Bei den Komponenten "Bautechnische Anlagen" und "Sekundärkreislauf" gibt es mehrere Möglichkeiten zur Kostensenkung, die im nächsten Kapitel untersucht werden.

Um zu bestimmen, wo am Nuklear- und am Bauteil am besten gespart werden kann, werden Einflüsse verschiedener Komponenten und Auslegungsparameter dieser Teile auch in Sensitivitätsdiagrammen dargestellt. Die Einflüsse verschiedener Komponenten auf die Investitionskosten wurde mit Hilfe den Arbeiten von R. Buda /19/ und H. Zintl /20/ bestimmt. Die Arbeiten enthalten eine detaillierte Verteilung der Investitionskosten für einen HTR-100 sowie eine Methode zur Berechnung der Betonkosten. Abb. 9a und b zeigen die Abhängigkeit von folgenden Parametern:

- Preis des Druckbehälters
- Preis der Gasreinigungsanlage
- Preis der Reaktoreinbauten
- Preis des Dampferzeugers
- Preis des Gebläses

- Preis der Beschickungsanlage
- Preis des Betons pro Kubikmeter
- Breite des Freiraums zwischen Primärzelle und Reaktorgebäude ("Zwischenraum")
- Durchmesser der Primärzelle
- Höhe der Primärzelle

Beim Bauteil hat vor allem die Betonmenge einen großen Einfluß. Durch die große Abmessungen des Reaktors wird im Reaktorgebäude sehr viel Beton eingesetzt, einerseits für die Wände des Gebäudes selbst, die Schutz bieten sollen bei einem Flugzeugabsturz, und andererseits für die Primärzellen. Von den Komponenten des Nuklearteils hat der Druckbehälter den signifikantesten Einfluß auf die Investitionskosten.

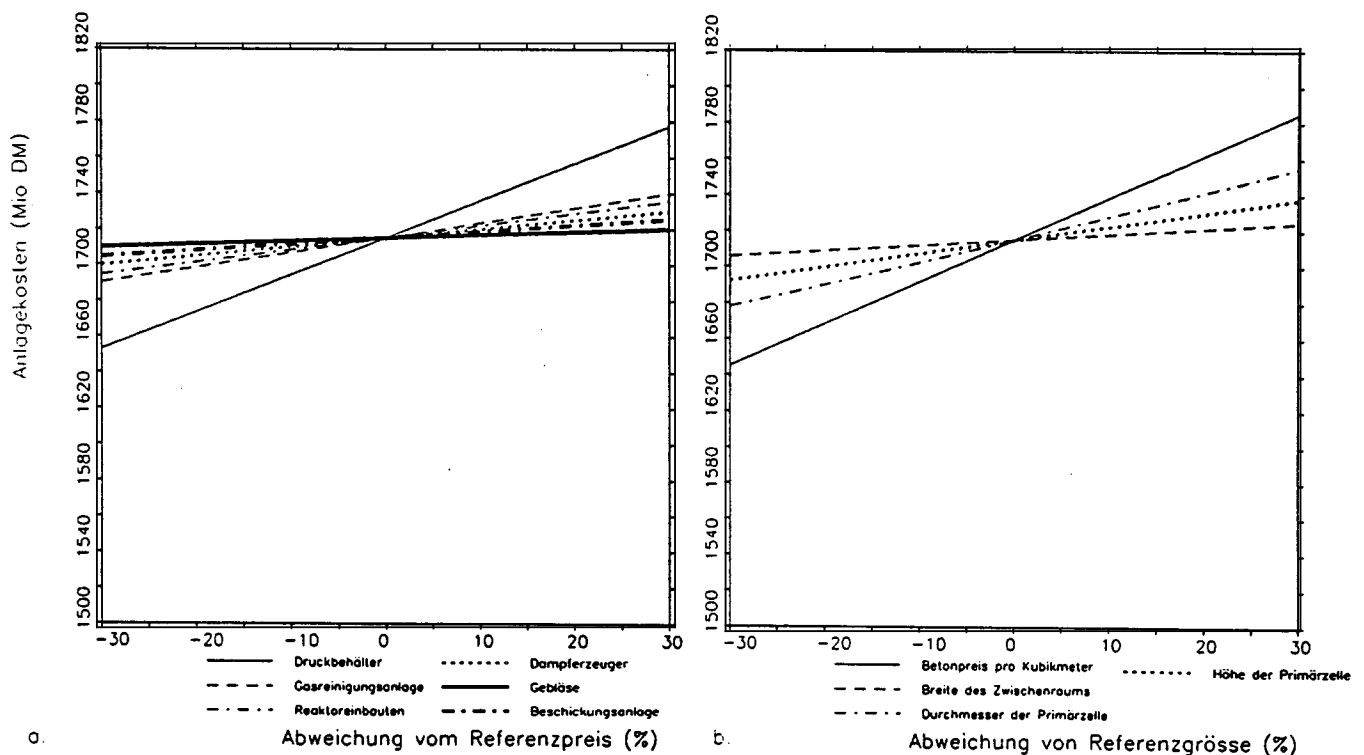


Abb. 9. Sensitivitätsdiagramme für die Investitionskosten: a. Bauteil, b. Nuklearteil.

Ersparnisse am Bau- und Nuklearteil wären auch durch eine Zusammenfassung von mehreren Komponenten des Nuklearteils zu erreichen, z.B. der Einbau mehreren Dampferzeuger in einen Druckbehälter.

Es ist zu beachten, daß sich eine Leistungserhöhung sich nur dann lohnt, wenn die notwendige Investitionskostenerhöhung ausreichend niedrig ist. Ebenso gilt für die Investitionskostensenkung, daß sie nur ausführbar ist, wenn die Verfügbarkeitseinbußen klein genug sind.

2.3.2 Investitionskosten senkung

Am Bauteil fallen beim heutigen KWU/Interatom-Konzept sofort die großen Abmessungen des Reaktorgebäudes und die großen Betonmengen der Primärzellen und des Reaktorgebäudes auf. Es ergeben sich also folgende Möglichkeiten:

1. Verkleinerung des Zwischenraums zwischen dem flugzeugabsturzsicheren Containment und den Primärzellen ("Sekundärzelle").
2. Enger räumlicher Verbund der Primärzellen, mit je einer Kaverne pro Behälter.
3. Eine gemeinsame Primärzelle für mehrere Module.
4. Bessere Raumausnutzung durch sternweise Anordnung der Module.

Beim Nuklearteil ergeben sich u.a. Möglichkeiten, durch eine gemeinsame Nutzung bestimmter Komponenten durch mehreren Reaktor-Module:

1. Integration von Core und Dampferzeuger in einem Behälter
2. Integration der Dampferzeuger von mehreren Modulen in einem Behälter.
3. Ersparnisse an Einzelkomponenten
 - Reaktordruckbehälter aus vorgespanntem Sphäroguß
 - Gasreinigungsanlage ohne Tieftemperaturteil

Beim Sekundärteil:

1. Wahl der Turbinenanzahl
2. Einsatz von Gasturbinen

Ersparnisse am Nuklearteil sind bei Option 1 und 2 gekoppelt an Bauteilersparnisse, weil Module die in irgendeiner Weise integriert sind, immer ein kleineres Containment brauchen.

2.3.3 Leistungserhöhung

Eine Leistungserhöhung des HTR-Moduls, unter Beibehaltung der 1600°C-Grenze für die maximale Störfalltemperatur, könnte folgendermaßen erzielt werden:

1. Leistungsdichteerhöhung durch Abbau von zu konservativen Sicherheitsmargen,
2. Zweizonenbeschickung zur Abflachung des Temperaturprofils,
3. Anwendung einer Mittelsäule aus Graphit: Abflachung des Temperaturprofils und Ermöglichung der Anordnung von zusätzlichen Steuerstäben in der Mittelsäule.
4. Anwendung von mehreren Gebläsen und Dampferzeugern pro Reaktor: Ermöglichung eines höheren Druckabfalls über das Reaktorcore, und somit eine größere Leistungsdichte und Corehöhe.
5. Wahl eines größeren Durchmessers des Reaktordruckbehälters bei einem Reaktor mit Mittelsäule.

Die Auswirkungen der Leistungserhöhung auf die physikalischen und thermohydraulischen Eigenschaften des Reaktors, wie die Temperaturverteilung und das Störfallverhalten, werden mit dem Rechenprogramm V.S.O.P. bestimmt (siehe Kap. 4).

3.0 Investitionskostensenkung des HTR-Moduls

3.1 Bautechnische Anlagen

3.1.1 Ersatz des Containments durch eine "Sekundärzelle"

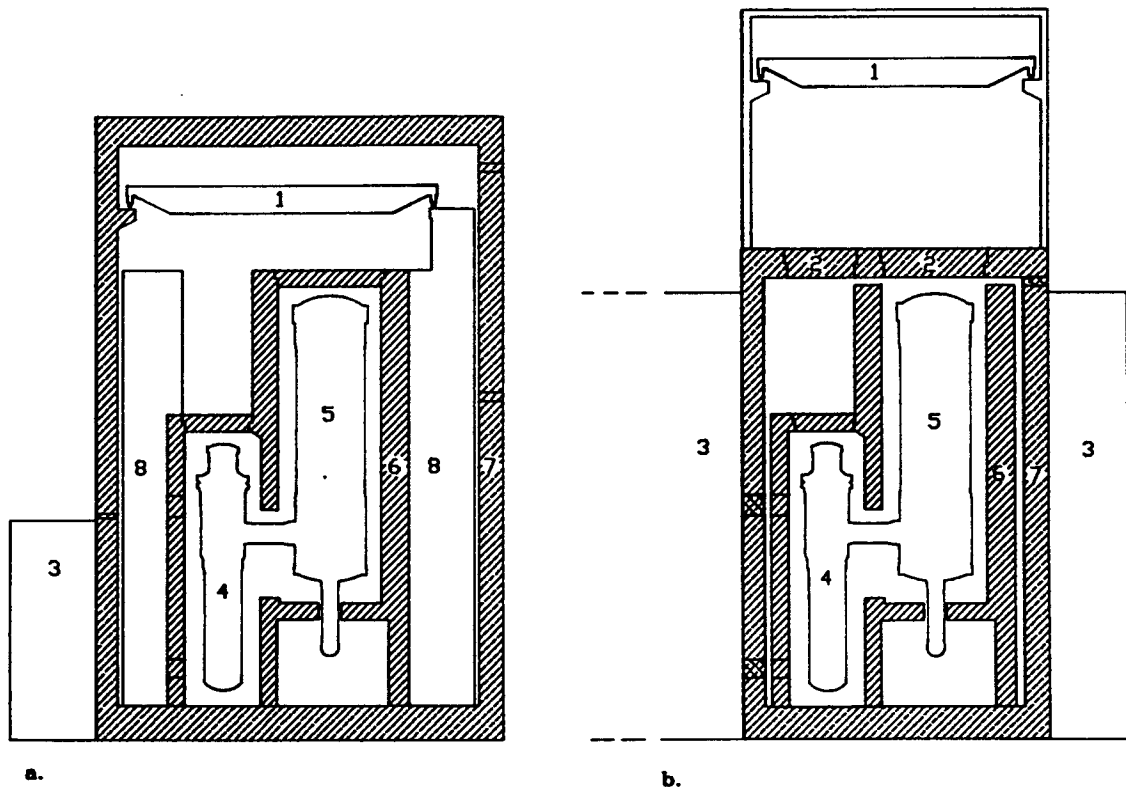


Abb. 10. a. HTR-Modul in Reaktorgebäude. b. HTR-Modul in Sekundärzelle.: 1= Kran, 2= Dachdeckel, 3= Anbau, 4= Dampferzeuger, 5= Reaktordruckbehälter, 6= Primärzelle, 7= Sekundärzelle, 8= Hilfsanlagen.

Eine "Sekundärzelle" umschließt die Primärzellen viel enger als das Containment im heutigen KWU/Interatom-Konzept. Diese Bauweise wurde bereits im Jahre 1982 vorgeschlagen von Andler et al. [21]. Abb. 10 zeigt den Änderungsvorschlag. Es bleibt allerdings noch Platz für die Notsteuerstelle, Transportschacht, Treppen, Aufzug und Meßumformer. Das wichtigste Merkmal dieser Bauweise ist die Anordnung der Krananlage außerhalb der flugzeugabsturzsicheren Schutzumbauung. Zugang zu den Behälterdeckeln wird geschaffen durch Dachdeckel. Bei Reparaturen wird der Dachdeckel hochgehoben und an einer dazu vorgesehenen Stelle gelagert. Es ist zu beachten, daß dann ein Loch im flugzeugabsturzsicheren Containment geschaffen ist. Daher könnten

mit diesem Konzept zusätzliche Schwierigkeiten mit dem Genehmigungsverfahren entstehen.

Für die beschriebene 4-Modulanlage wird durch die Wahl einer Sekundärzelle anstelle des Containments vom KWU/Interatom-Konzept die erforderliche Betonmenge für das Containment um 14% gesenkt. Hieraus resultiert allerdings eine Kapitalkostensenkung der Anlage von weniger als 3%.

3.1.2 Primärzellen in Kavernen- und Großraumbauweise

Bei der Kavernenbauweise (Abb. 11a) werden die Primärzellen so gebaut, daß die Module einen Teil der Primärzellenwand mit dem Nachbar-Modul teilen. Diese Bauweise wurde schon für ein auf einer Barge installiertes HTR-Modul-Kraftwerk vorgeschlagen /22/. Jeder Modul hat eine eigene Kaverne, d.h. wird umschlossen von einer Betonwand.

Bei der Großraumbauweise (Abb. 11b) wird eine große Primärzelle gemeinsam von mehreren Modulen benutzt. Die Primärzelle ist dann ein einfacher quaderförmiger Raum. Die Behälter werden abgestützt von einzelnen Stützen, getrennt von der Zellewand. Ein zusätzlicher Vorteil (neben der Betoneinsparung) ist die Redundanz der Flächenkühler. Weil mehrere Flächenkühler miteinander in einem Raum stehen, ist das Ausfallen eines Flächenkühlers von geringeren Folgen als bei der Bauweise mit getrennten Primärzellen.

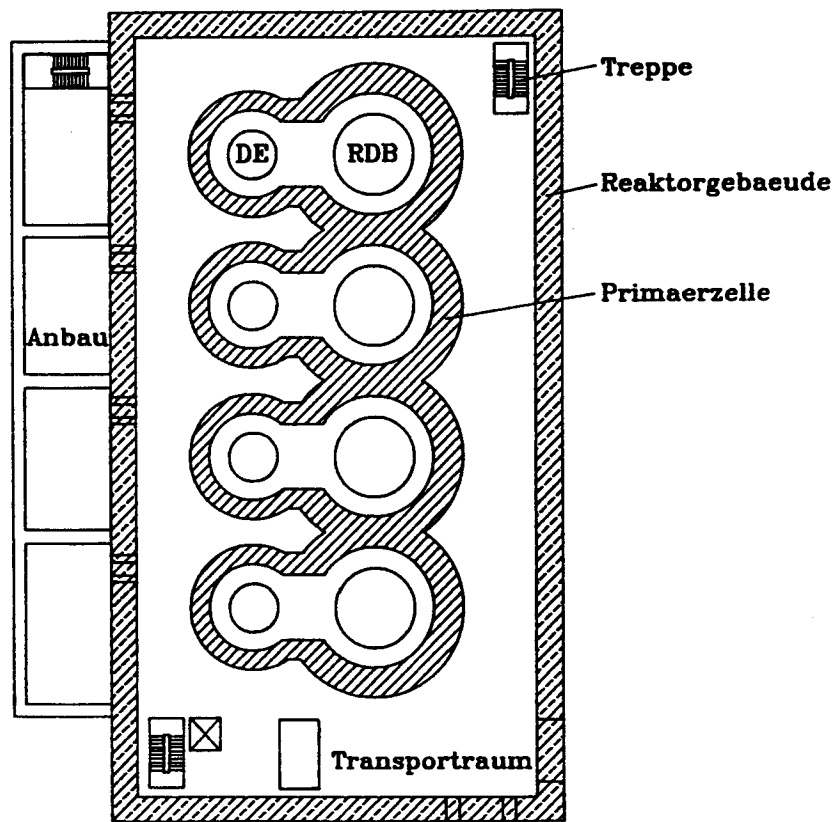
Der Nachteil dieser Bauweisen ist, daß eine verringerte Verfügbarkeit der Anlage zu erwarten ist. Vor allem bei der Großraumbauweise ist dies deutlich: wenn z.B. bei einem Modul eine Reparatur innerhalb der Primärzelle durchgeführt werden muß, müssen die anderen Module im Raum ebenfalls wegen des sonst viel zu hohen Strahlungsniveaus für das Wartungspersonal stillgelegt werden. Die Verfügbarkeitseinbußen sind wegen des Mangels an Erfahrung mit diesem Reaktortyp sehr schwierig abzuschätzen. Man kann aber schon abschätzen, unter welcher Grenze die Verfügbarkeitseinbußen liegen müssen. Mit Hilfe der Kostengleichung und Daten aus /17/ wurde ermittelt, um wieviele Stunden die Verfügbarkeit sinken darf, um gerade noch die gleichen Stromerzeugungskosten zu erhalten (Tab. 7).

	KWU/Interatom	Kaverne	Großraum
Vollaststundenzahl pro Jahr	7500	7373	7198
Maximale Verfügbarkeits- einbuße (Stunden, (Tage))		127 (5,3)	302 (12,6)

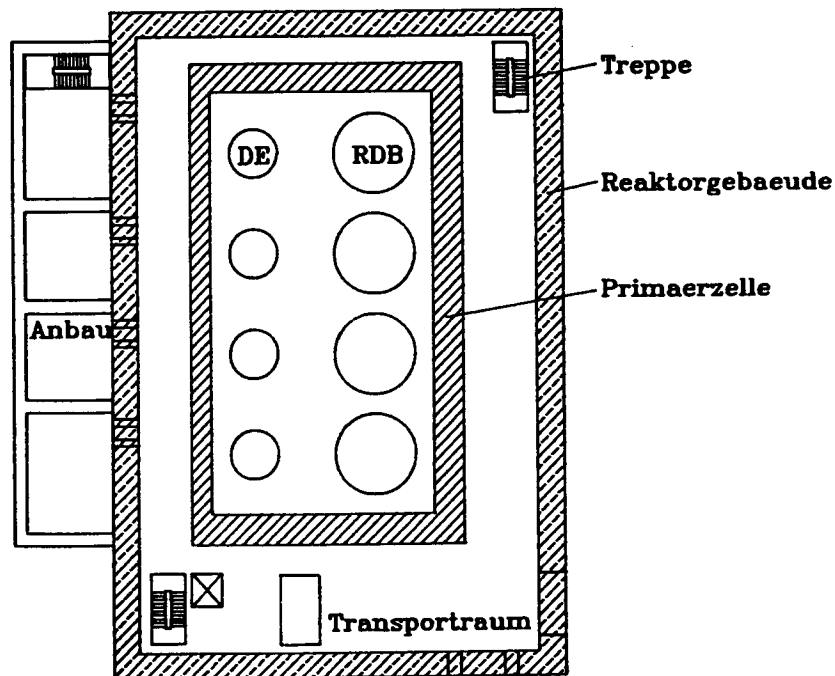
Tab. 7. Maximale Verfügbarkeitsseinbußen für eine 4-Modulanlage.

Nur bei weniger Stunden Verfügbarkeitsverlust ist die Änderung der Gebäudeauslegung mit einer Ersparnis der Stromerzeugungskosten verbunden.

Diese Maßnahmen zur Änderung der Primärzellenanordnung haben folgende Preissenkungen am Bauteil zu Folge:



a.



b.

Abb. 11. a. 4 Module in Kavernenbauweise. b. 4 Module in Großraumbauweise:
(DE = Dampfzeuger, RDB = Reaktordruckbehälter).

	KWU/Interatom	Kaverne	Großraum
Kosten des Bauteils (Mio DM)	322	293	253
Ersparnis am Bauteil		9,0%	21,4%
Ersparnis an der gesamte Anlage		1,7%	4,0%

Tab. 8. Ersparnisse bei Anpassung der Primärzellenbauweise für eine 4-Modulanlage.

Zur Verdeutlichung des Einflusses verschiedener Kostenparameter des Bauteils auf den Gesamtpreis der Anlage, zeigen Abb. 12a und b Sensitivitätsdiagramme für die in Kap. 2.1.1 genannten Parameter. Die Einflüsse der Abmessungen der Betoneinbauten sind unterschiedlich für Kavernen- und Großraumbauweise.

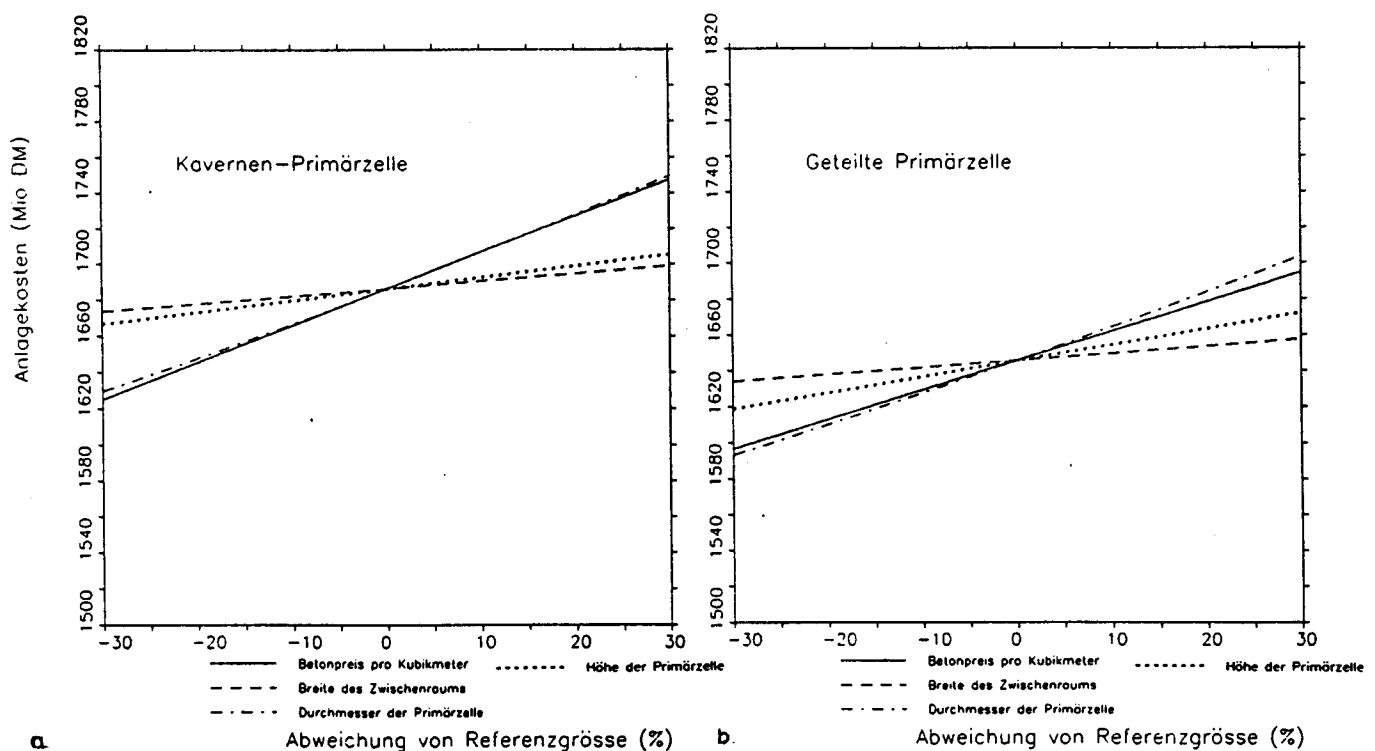


Abb. 12. Sensitivitätsdiagramme für verschiedene Primärzellenbauweisen: a. Kavernenbauweise, b. Großraumbauweise.

3.1.3 Sternförmige Anordnung

Neben der gezeigten Reihenanordnung der Module wäre auch eine sog. Sternanordnung möglich. Die Module werden sternförmig angeordnet, mit den Dampferzeugern im Zentrum. Die Module in Sternanordnung könnte man auch in einem zylinderförmigen Reaktorgebäude unterbringen, da hier vor allem bei einer höheren Anzahl von Modulen die Raumausnutzung verbessert wird. Zusätzliche Vorteile sind das größere Innenvolumen des Containments und die Tatsache, daß sehr breite Erfahrungen mit

zylinderförmigen flugzeugabsturzsicheren Containments vorliegen. Für eine 4-Modulanlage ist hiermit allerdings noch keine Ersparnis verbunden.

3.2 Nukleare Anlage

3.2.1 Integration von Core und Dampferzeuger in einem Behälter

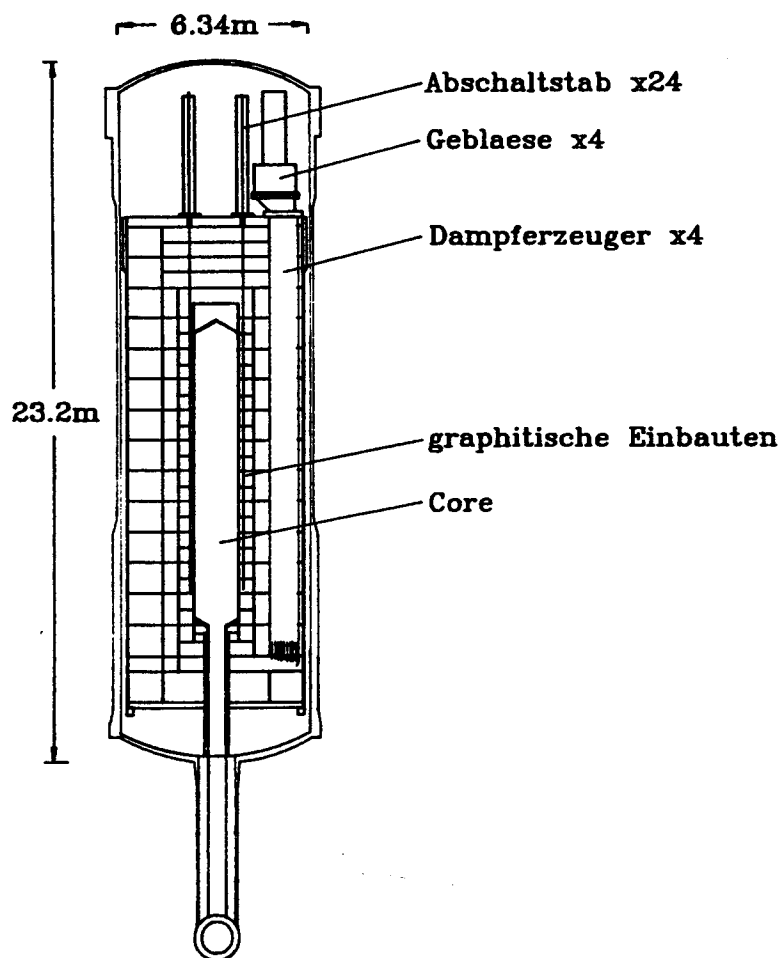


Abb. 13. HTR-Modul mit Core und Dampferzeugern in einem Behälter.

In /23/ ist eine HTR-Bauweise vorgeschlagen worden, die Ansätze zur Kostenersparnis im Vergleich zur Bauweise des KWU/Interatom-Konzepts aufweist. Dampferzeuger und Reaktorkern sind in einem einzelnen Behälter untergebracht, wie in Abb. 13 dargestellt.

Um Raum für die Dampferzeuger zu schaffen, hat das Core eine Plattengeometrie, mit den Abmessungen 4x1,5x9,5m. Die Dampferzeuger bestehen aus vier Bündeln, die seitlich von der Coreplatte angeordnet sind. Oberhalb jedes Dampferzeugers ist ein Gebläse angeordnet.

Durch diese kompaktere Bauweise werden die Kosten des Bauteils einer 4-Modulanlage um 9,3% gesenkt (30 Mio DM). Die Kosten des Nuklearteils steigen aber an um 3,3% (20 Mio DM), wesentlich bedingt durch die Anwendung mehrerer kleineren Dampferzeuger und Gebläse statt eines großen. Somit ist die Ersparnis an der gesamten Anlage nicht mehr als 0,5%.

Nur wenn man diese Integrationsmaßnahme kombiniert mit einer Änderung der Primärzellenanordnung wie in Kap. 3.1.2 besprochen, sind größere Ersparnisse zu erzielen. Tab. 9 zeigt die Ergebnisse im Einzelnen.

	KWU/Interatom	Kaverne	Großraum
Preis des Bauteils (Mio DM)	292	239	198
Ersparnis am Bauteil	9,3%	25,8%	38,5%
Ersparnis an der gesamten Anlage	0,5%	3,6%	6,0%

Tab. 9. Ersparnisse bei Anpassung der Primärzellenbauweise für eine Anlage 4 integrierter Module

3.2.2 Integration der Dampferzeuger mehrerer Module in einem Behälter

Die Grundidee ist, mehrere Module soweit zu integrieren, daß eine möglichst kompakte Anordnung entsteht, unter Beibehaltung des schon sehr detailliert ausgearbeiteten HTR-Modulkonzepts von KWU/Interatom. In diesem sog. 4-Modul-Konzept werden z.B. vier Module sternförmig um einen gemeinsamen Dampferzeugerbehälter angeordnet. Die vierfache Redundanz der Dampferzeuger bietet die Möglichkeit, alle Behälter auf gleicher Höhe anzuordnen.

Der Dampferzeuger umfaßt also vier Helixbündel in einem Behälter. Die Bündelabmessungen werden länger und von geringerem Durchmesser, damit die übliche Fertigung im Stahlbehälter möglich bleibt, Abb. 14.

In den Abbildungen und den folgenden Kostenrechnungen ist auch eine alternative Kugelabzugsanlage miteinbezogen, damit die Senkung der Bauhöhe durch die Anord-

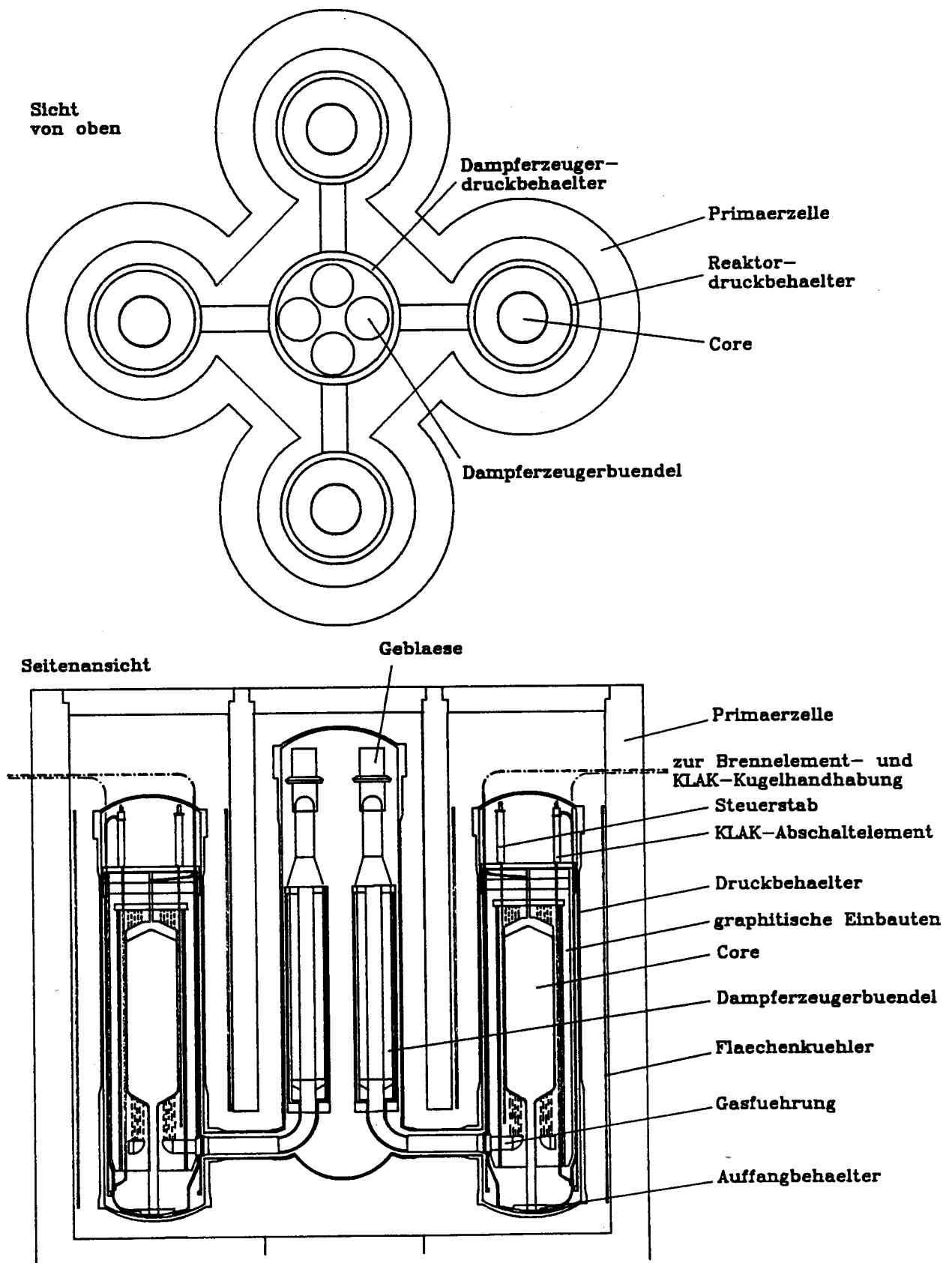


Abb. 14. 4 Module mit den Dampferzeugern in einem Behälter.

nung der Behälter auf gleichen Höhen voll ausgenutzt wird. Sie wird in Kapitel 3.2.3 weiter besprochen.

Die Aufhängung und Abstützung der verschiedenen Behälter wird sich wesentlich ändern. Im KWU/Interatom-Konzept wird der Reaktordruckbehälter fest abgestützt, und der Dampferzeuger wird so aufgehängt, daß eine Möglichkeit zur Wärmedehnung der Behälter besteht. Beim 4-Modulkonzept würde man genau umgekehrt vorgehen. Der Dampferzeugerbehälter würden fest abgestützt, und die ringsherum angeordneten Reaktordruckbehälter werden gleitend aufgehängt. Das Primärsystem würde aussehen wie beim Druckwasserreaktor. Allerdings sind hier die abzustützenden Gewichte so viel größer, daß weitere Untersuchungen auf diesem Gebiet notwendig sind.

Der maximale Behälterdurchmesser eines Stahlbehälters ist ca. 7m /19/. Vier HTR-Modul-Dampferzeuger würden nicht ohne Modifikation in diesen Behälter passen. Deswegen müssen die Dampferzeugerbündel länger und mit einem geringeren Durchmesser ausgelegt würden. Unter Beibehaltung der Heizfläche und der spezifischen Heizflächendichte werden die Behälter- und Bündelabmessungen wie folgt modifiziert:

	KWU/Interatom-Modulkonzept	4-Modulkonzept
Behälterdurchmesser (m)	3,6	7,0
Behälterhöhe (m)	21,6	26,8
Bündeldurchmesser (m)	2,59	2,26
Bündelhöhe (m)	8,2	11,4

Tab. 10. Behälter- und Bündelabmessungen der Dampferzeuger beim KWU/Interatom- bzw. dem 4-Modulkonzept.

Das Gewicht des Behälters läßt sich mit Hilfe von Korrelationsformeln aus /24/ und den Daten zum HTR-Modul-Druckbehälters /25/ ermitteln zu 1245t, und dessen Preis entsprechend auf DM 60 Mio.

3.2.2.1 Modifikation der Primärzelle und des Reaktorgebäudes

Die Höhe der Primärzelle und des Reaktorgebäudes ist durch die Anordnung der Dampferzeuger 6,3m geringer als bei dem KWU/Interatom-Modul.

Die weitere Auslegung der Primärzelle und des Reaktorgebäudes ist ähnlich wie beim KWU/Interatom-Konzept:

- gleiche Wandstärken
- Primärzellen und Behälter von allen Seiten gut zugänglich
- 30cm breite Bewegungsfugen zwischen der inneren Gebäudestruktur und der äußeren Schutzbauung.
- Notsteuerstelle, Transportweg, Montageschacht, Brennelement-Handhabung, Montageplatz usw. innerhalb des Reaktorgebäudes.

Die untenstehenden Tabellen zeigen, wie die Abmessungen der Primärzellen und des Reaktorgebäudes sich ändern.

	KWU/Interatom-Konzept	4-Modulkonzept
Innenhöhe (m)	36,3	30,0
Breite x Länge (m)	21,4 x 13,9	29,6 x 29,6
Wandstärke (m)		
Reaktorbereich	2,28	2,28
Dampferzeugerbereich	1,52	1,52
Betonvolumen (m ³)	54100	30000

Tab. 11. Auslegungsdaten der Primärzelle beim KWU/Interatom- und 4-Modul-Konzept.

	KWU/Interatom-Konzept	4-Modul
Höhe (außen) (m)	54,3	48,0
Länge (") (m)	88,6	44,7
Breite (") (m)	35,6	38,5
Wandstärke (m)	2,0	2,0
Dachdicke (m)	2,5	2,5
Bodendicke (m)	3,0	3,0
Betonvolumen (m ³)	37700	20000

Tab. 12. Auslegungsdaten Reaktorgebäude beim KWU/Interatom- und 4-Modul-Konzept.

3.2.2.2 Vor- und Nachteile des 4-Modul-Konzeptes

Es gibt Vor- und Nachteile des 4-Moduls im Vergleich mit der 4x1-Modulanlage. Als Vorteile können angemerkt werden:

- Redundanz der Gebläse,
- Redundanz der Flächenkühler,
- Kleinere Korrosionsschaden *pro Reaktor* bei Luft- oder Wassereinbruch durch Verteilung des Fremdmediums über 4 Cores,
- Niedrigere Investitionskosten.

Als Nachteile können angemerkt werden:

- Von einem Wasser- oder Lufteinbruch sind alle 4 Reaktoren gleichzeitig betroffen,
- Keine thermohydraulische Entkopplung von Reaktor und Dampferzeuger.
- Weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten erforderlich für die Verbindungsbehälter und die Abstützung der Behälter.

3.2.2.3 Ersparnisse durch Anwendung des 4-Modulkonzeptes

Die Anwendung des 4-Modulkonzeptes könnte folgende Ersparnisse im Vergleich mit der 4x1-Modulanlage behandelt in Kap. 2 ergeben. Die Kosten des Nuklearteils werden

um 7,7% gesenkt (DM 46Mio) bei Ersatz der vier Dampferzeuger durch einem großen. Am Bauteil wird durch die kompaktere Bauweise 29,2% gespart (DM 94Mio). Somit werden die gesamte Anlagenkosten um 8,1% gesenkt.

Abb. 15a und b zeigt Sensitivitätsdiagramme für die in Kap. 2.1.1 genannten Parameter. Wie zuvor sind die Einflüsse der Abmessungen der Betoneinbauten und der Komponentpreise dargestellt. Sie sind zu vergleichen mit Abb. 9 auf Seite 17.

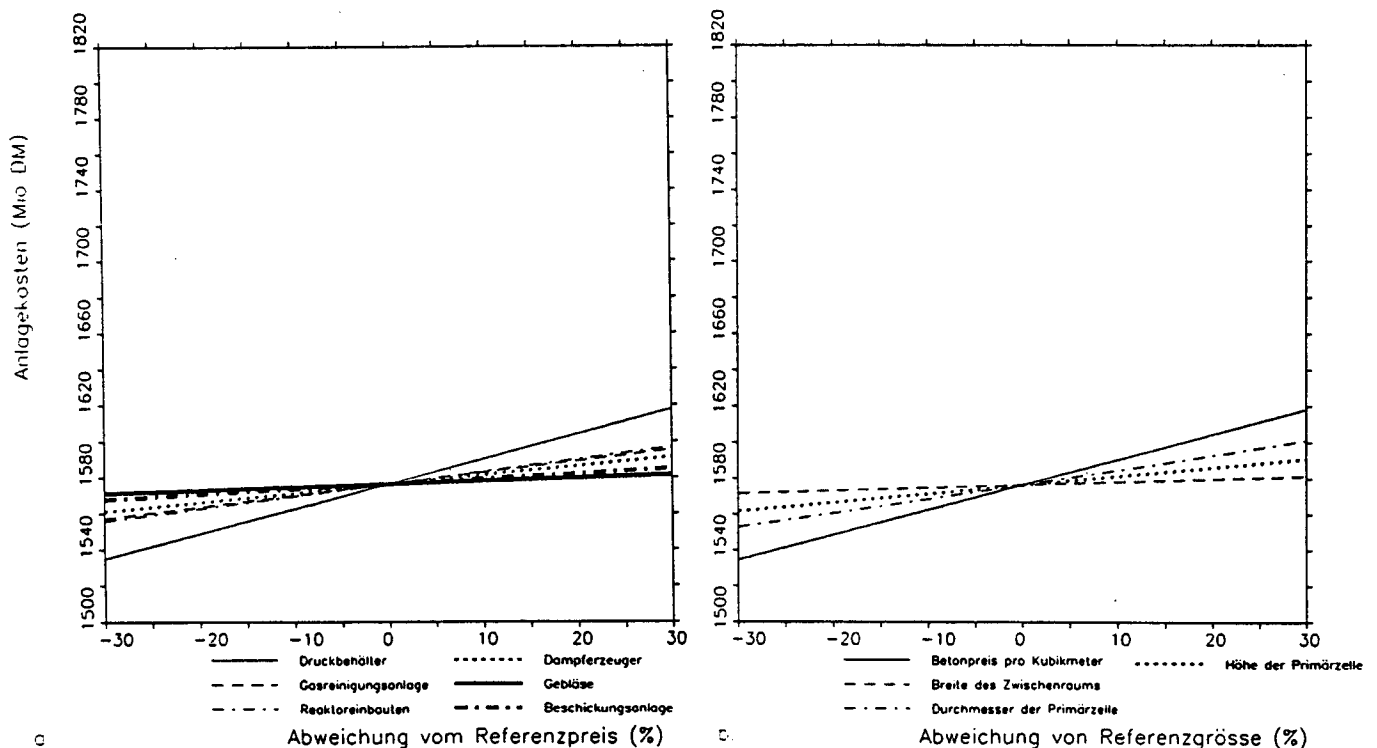


Abb. 15. Sensitivitätsdiagramme für das 4-Modul-Konzept: a. Nuklearteil, b. Bauteil.

3.2.3 Alternative Kugelabzugseinrichtung

Wenn Dampferzeugerbehälter und Reaktordruckbehälter auf gleicher Höhe angeordnet werden, ist es vernünftig auch eine Kugelabzugsanlage zu wählen, die möglichst wenig Bauhöhe beansprucht. Die Kugeln sollten seitlich aus der Primärzelle abgezogen werden, und Schrottabscheider sowie die Abbrandmeßanlage wären dann neben der Primärzelle angeordnet, statt unterhalb. Die Einrichtungen zur Brennelementhandhabung (Schrottabscheider, Abbrandmeßanlage etc.) sind somit weit vom Reaktor entfernt. Dies hat zwei Vorteile: erstens sind diese Komponente auf diese Weise besser für Reparaturmaßnahmen zugänglich, und zweitens können mehrere Module die Einrichtungen gemeinsam nutzen. Folgende zwei Vorschläge zur Konstruktion einer derartigen Kugelabzugsanlage wurden gemacht:

- von H.-R. Thomas /26/, siehe Abb. 16a. Die Kugeln werden pneumatisch aus einer Auffangwanne im unteren Teil des Reaktordruckbehälters entfernt.

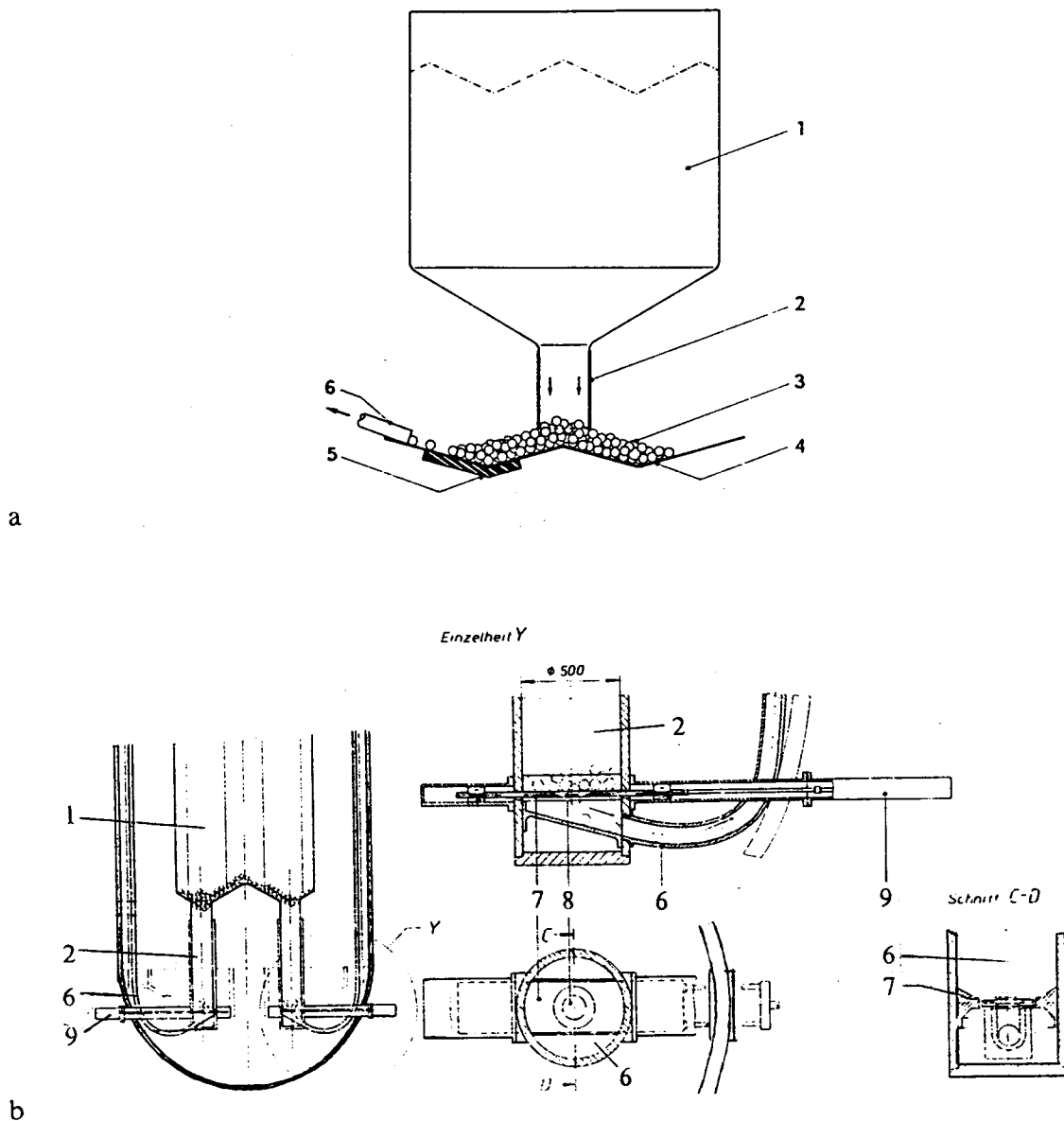


Abb. 16. Kugelabzugseinrichtungen: a. nach Thomas /26/, b. nach Buda /19/: 1= Core, 2= Kugelabzugsrohr, 3= Schüttungsoberfläche, 4= Auffangbehälter (Auffangwanne), 5= Gasdüsen, 6= Saugrohr, 7= translatorische Vereinzelnerplatte, 8= Entnahmeöffnung, 9= Antriebseinheit.

- von R. Buda /19/, siehe Abb. 16b. Die Kugeln werden vereinzelt durch einen plattenförmigen, translatorisch bewegten Vereinzelner.

In der Darstellung des 4-Modulkonzeptes in Abb. 14 auf Seite 26 ist die Abzugsanlage nach Thomas /26/ gewählt worden.

3.2.4 Ersparnisse an Einzelkomponenten

Folgende Beispiele sollen die Beiträge zur Kostensenkung durch Einzelkomponenten erläutern. Im ersten Fall handelt es sich um eine Alternative zum relativ teuren Reaktordruckbehälter, und der zweite Fall ist typisch für die meisten kleineren Komponenten, bei denen Einsparungen möglich sind.

3.2.4.1 Vorgespannte Behälter aus Sphäroguß

Zwei Materialien für vorgespannte Gußbehälter stehen zur Verfügung: Stahlguß und Sphäroguß. In Anhang A sind die Merkmale, Vor- und Nachteile weiter erläutert. Zum Zweck der Kostensenkung scheidet die Wahl des Stahlgußbehälters sofort aus: die Kosten des Stahlgußbehälters für HTR-Modul sind etwa wie die eines (Kessel-)Stahlbehälters /27/.

Ein vorgespannter Druckbehälter aus Sphäroguß würde jedoch erheblich billiger sein. Einen konstruktiven Vorschlag zeigt Abb. 17.

Die Kosten eines derartigen Druckbehälters wurden von der Firma Siempelkamp ermittelt, sie betragen DM 33,0 Mio. /28/. Die direkten Ersparnisse bei der Anwendung auf dieser Behältertechnologie sind also 7 Mio DM pro Reaktordruckbehälter.

Laut Angaben /25,28/ ist der Behälter 1,2m größer im äußeren Durchmesser und 3,4m höher als beim Stahlbehälter. Im Beispiel der 4-Modulanlage würde dies ein Baukostenzunahme von 8.7% (DM 28Mio) bedeuten, und somit die Verbilligung der Behälter selbst wieder aufheben.

Nur wenn es durch die Anwendung des vorgespannten Behälters zu einer Änderung im Genehmigungsverfahren käme, wodurch z.B. kein flugzeugabsturz-sicheres Containment mehr erforderlich wäre, könnte der vorgespannte Behälter zu einer signifikanten Kostensenkung führen.

3.2.4.2 Gasreinigungsanlage

Wie beim THTR ist für den HTR-Modul eine Gasreinigungsanlage vorgesehen, die chemische Verunreinigungen aus dem Primärkühlmittel herausfiltert. In einer ersten Stufe werden H_2O , HTO, CO und CO_2 zurückgehalten. In einer zweiten Stufe werden CH_4 , N_2 und die Spaltedelgase Ar, Xe und Kr ausgeschieden, nachdem das Helium auf $-180^\circ C$ abgekühlt worden ist /6/. Für den HTR-500 wurde vorgeschlagen, auf die zweite Stufe zu verzichten, weil durch die TRISO-Beschichtung der coated Particles ausreichend wenig Spaltprodukte in das Kühlgas dringen würden /29/. Mit dem HTR-Modul, bei dem auch TRISO-Partikel verwendet werden, könnte man in gleicher Weise vorgehen. Hinsichtlich der Kostensenkung ist der Vorteil jedoch nur gering, weil der Anteil der Gaskreisläufe an den gesamten Anlagekosten nicht mehr als 4% beträgt /19/. Weiterhin zeigen die Betriebserfahrungen beim THTR, daß die Gasreinigung keine Ursache von

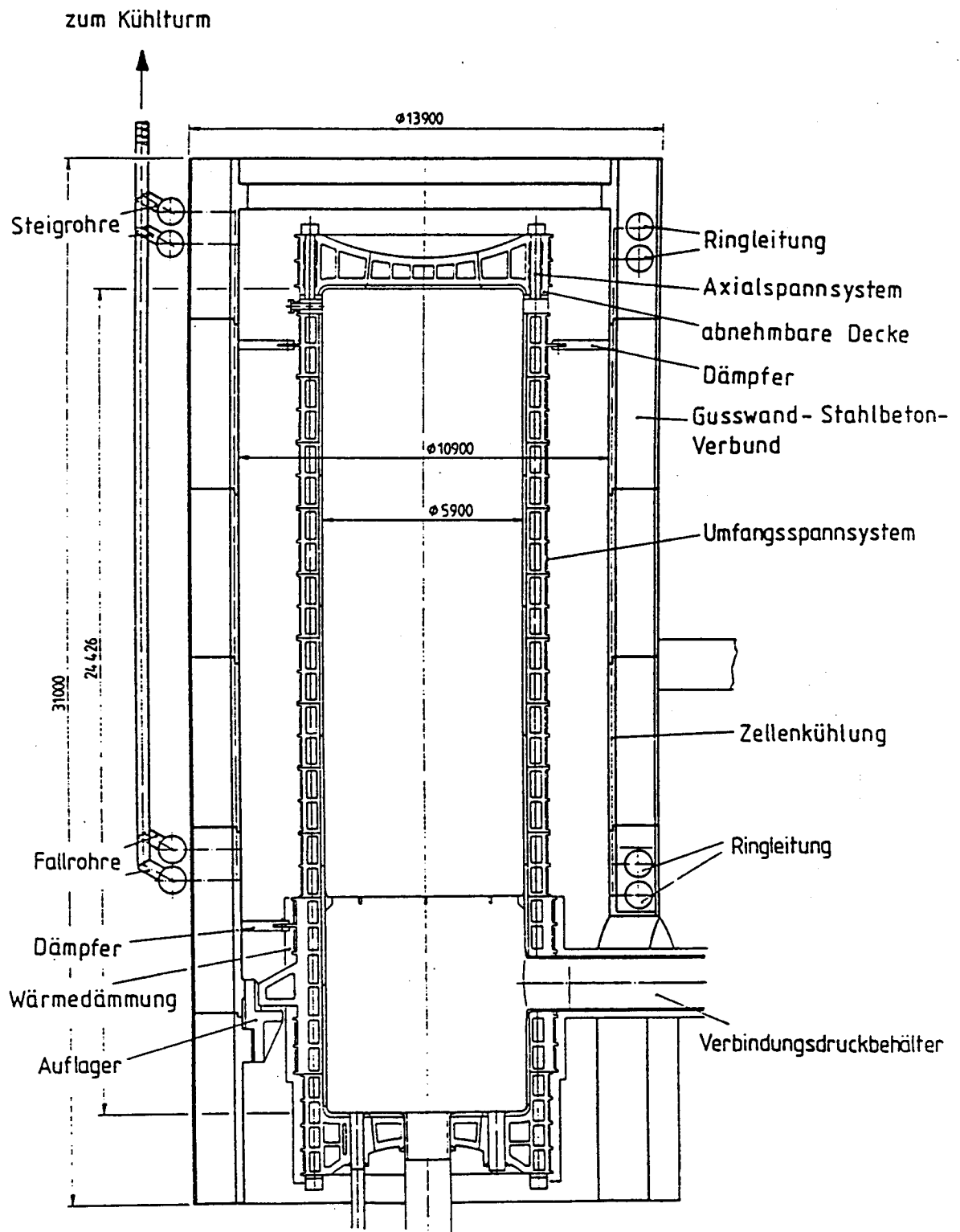


Abb. 17. Vorgespannte Sphärogußbehälter für HTR-Modul /28/.

Nichtverfügbarkeit war. Von einer Vereinfachung der Gasreinigungsanlage ist daher auch keine Verfügbarkeitserhöhung zu erwarten.

3.3 Sekundärkreislauf

3.3.1 Zahl der Dampfturbinen

In Kapitel 2 wird von einem 4-Modulkraftwerk mit einer einzelnen Dampfturbine ausgegangen. Wenn man die Anzahl der Turbinen erhöht, steigen sowohl die Investitionskosten als auch die Verfügbarkeit der Anlage an. Die amerikanische Gesellschaft Gas-Cooled Reactor Associates hat die Verfügbarkeit einer 4-MHTGR-Anlage mit einer Turbine auf 80% ermittelt, und die von einer Anlage mit 4 kleineren Turbinen (eine pro Reaktor) auf 84% /30/. Sie hat sich in dieser Studie aus wirtschaftlichen Gründen für die Anordnung mit den 4 kleineren Turbinen entschieden. Für unser Beispiel des 4-HTR-Modul-Kraftwerks würden mit gleichen unterstellten Verfügbarkeitswerten die Kostenzahlen wie folgt aussehen:

Anzahl Turbinen	Verfügbarkeit (%)	Preis des Sekundärteils (Mio DM)	Stromgestehungskosten (Pf/kWh)
1	80	182	20,44
2	81,33	206	20,40
4	84	234	20,11

Tab. 13. Kosten des Sekundärteils und Stromerzeugungskosten durch Anwendung verschiedener Turbinenanzahlen (insgesamt 800 MWth).

Zur Berechnung dieser Zahlen wurden aus Buda /19/ ein Großendegressionsfaktor von 0,81 und ein Kleinseriendegressionsfaktor von 0,99 übernommen. Man erkennt, daß durch den Übergang auf mehrere Turbinen bei o.g. Verfügbarkeitszunahme auch beim HTR-Modul eine - marginale - Kostenminderung zu erwarten ist. Bei einer Wahl von 4 Turbinen ist eine zusätzliche Kostenminderung möglich, weil dann keine Sammelschiene für den Dampf aus den verschiedenen Reaktoren mehr erforderlich ist.

3.3.2 Gasturbine

Eine tiefgreifendere Modifikation ist der Ersatz von Dampferzeuger, Gebläse und Dampfturbine durch ein System mit Kompressor und Gasturbine. In den sechziger und siebziger Jahren wurden umfangreiche Forschungs- und Entwicklungsarbeiten zu diesem Thema geleistet /31/. Neue Entwicklungen auf dem Gebiet der Wärmetauscher und Turbomaschinen mit erhöhtem Wirkungsgrad sowie auf dem Gebiet der Leistungselektronik legen heute eine erneute Analyse des nuklearen Gasturbinenprozesses nahe /32/. Abb. 18 zeigt den in /32/ vorgeschlagenen Entwurf des 200 MWth Kugelhaufen-HTR-Modul mit Gasturbine.

Dieses System hat sowohl sicherheitstechnische als auch wirtschaftliche Vorteile. Der Sicherheitsvorteil besteht darin, daß der Störfall Wassereinbruch entfällt, durch den Wegfall des Dampferzeugers. Die wirtschaftlichen Vorteile sind dreifach:

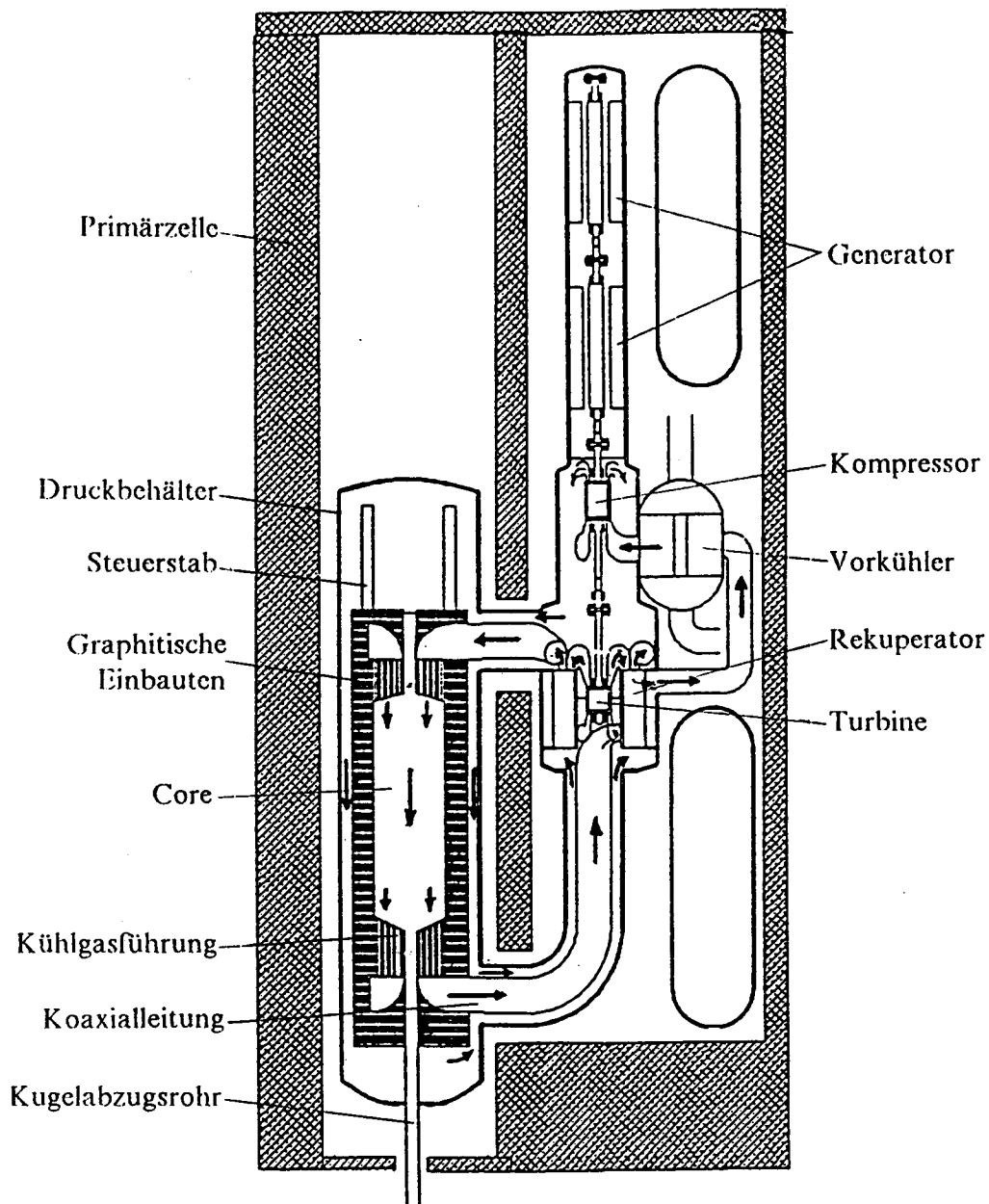


Abb. 18. HTR-Modul mit Gasturbine /32/: Die Pfeile zeigen die Richtung des Gasstromes.

- durch die Verkleinerung der Abmessungen der Turbomaschinen werden die Investitionskosten des Sekundärteils gesenkt,
- durch die kompaktere Bauweise werden auch die Bauteilkosten gesenkt,
- der thermische Wirkungsgrad steigt von 38 auf 46% an /33/.

Laut Angaben in /32/ könnten die spezifische Investitionskosten um 35% gesenkt werden. Dies gilt allerdings für amerikanische Kostenverhältnisse, die sich wesentlich von

den deutschen Verhältnissen unterscheiden (Kap. 2.2). Die genannte Wirkungsgraderhöhung würde die Stromerzeugungskosten um weitere 17% senken.

Es ist allerdings zu beachten, daß der Entwicklung des HTR-Moduls mit Gasturbine noch in den Anfängen steckt. Manche Sicherheitsprobleme sind noch nicht gelöst, wodurch das oben skizzierte Bild des Gasturbinen-Moduls sich noch weitgehend ändern könnte. Ein Beispiel ist der Störfall der Turbinenexplosion. Hierbei werden der Primärzellenbeton und der Reaktordruckbehälter von weggeschleuderten Turbinenschaufeln durchschlagen. Dies hat einen großen Lufteinbruch zu Folge. Es wäre daher eine SiC-Beschichtung der Brennelemente oder eine Inertisierung der Primärzelle erforderlich. Eine andere Möglichkeit wäre die Anwendung eines Zwischenkreislaufrs; das primäre Helium heizt in einem Wärmetauscher sekundäres Helium auf, und in diesem Sekundärkreislauf ist die Gasturbine angeordnet.

4.0 Leistungserhöhung des HTR-Moduls

4.1 Verwendete Rechenprogramme

4.1.1 Beschreibung des VSOP-Programmpakets

Die Auswirkungen der verschiedenen Möglichkeiten zur Leistungserhöhung auf z.B. die Reaktivität und Temperaturverteilung im Reaktor werden mit Hilfe des Rechenprogramms V.S.O.P. untersucht. V.S.O.P. (Very Superior Old Programs) ist ein Paket von erprobten zusammengegliederten Computerprogrammen zur numerischen Simulation vom neutronenphysikalischen und thermohydraulischen Verhalten thermischer Reaktoren. Weil diese Programme häufig benutzt werden zur Entwicklungsarbeiten des Kugelhaufen-Hochtemperaturreaktors, sind sie vervollständigt, worden um die typische Eigenschaften dieses Reaktortyps zu untersuchen. In diesem Kapitel folgt eine kurze Erläuterung; für eine ausführlichere Beschreibung wird auf Anhang B verwiesen.

Das V.S.O.P. besteht im wesentlichen aus vier Teilen: ein Vorbereitungsteil, ein Teil mit den eigentlichen Rechnungen, ein Teil zur Konservierung der Ergebnissen, und ein Teil zu detaillierteren Untersuchungen. Jeder Teil besteht aus mehreren Unterprogrammen zur Lösung verschiedener physikalischen Aufgaben. In Abb. 48 auf Seite 91 wird schematisch dargestellt, wie diese Teile mit den verschiedenen Unterprogrammen gegliedert sind.

Im Rechenteil wurden folgenden Unterprogrammen benutzt:

- GAM: zur Berechnung der epithermischen und schnellen Energiespektren,
- THERMOS: zur Berechnung des thermischen Energiespektrums,
- CITATION: zur Diffusions- und Kritikalitätsrechnung,
- FEVER: zur Abbrandrechnung und Brennelementbeschickung,
- THERMIX-KONVEK: zur thermohydraulischen Rechnung.

Das Programm GAM löst die Transportgleichung mit P_1 -Näherung für homogene Spektrumszonen und Neutronenenergien im epithermischen und schnellen Bereich. Das Programm THERMOS löst die Transportgleichung in energie- und ortsabhängiger Form für thermischen Energien.

Mit dem Feinmaschen-Diffusionsprogramm CITATION wird die räumliche Flußverteilung 2- oder 3-dimensional gerechnet. Hier werden auch die Multiplikationsfaktoren ermittelt.

Zur Abbrandrechnung und Simulation der Brennelementbeschickung dient das Programm FEVER. Der zu untersuchender Zeitraum wird in mehrere Abbrandzyklen unterteilt. Das Reaktorcore wird in mehrere rechteckige Zonen unterteilt (Layer). Das

Fließen der Brennelementkugeln im Reaktorcore von oben nach unten wird durch Heruntersetzen der Kugeln von einem Layer in den Layer unmittelbar darunter simuliert. Ein Abbrandzyklus kann in mehrere sog. grobe Zeitschritten unterteilt werden. In jedem Zeitschritt wird eine Spektral- und Diffusionsrechnung durchgeführt. Die Zahl von Durchläufen von Kugeln durch das Core kann beliebig gewählt werden.

Mit dem Programm THERMIX-KONVEK können stationäre und instationäre Rechnungen zur Thermohydraulik eines Kugelhaufen-HTR's durchgeführt werden. Das heißt, es werden Gasströmungs- und Temperaturfelder ermittelt, und der Druck, der Massenstrom und die Temperaturen des Kühlgases, des Spaltstoffes, des Reflektors und aller tragenden Strukturen bis zur Primärzelle werden zeit- und ortsabhängig gerechnet.

Alle V.S.O.P.-Rechnungen wurden auf einem IBM-3081- und später einem IBM-9000-Großrechner durchgeführt.

4.1.2 Die Modellierung des HTR-Moduls

Abb. 19 zeigt das VSOP-Rechenmodell für den HTR-Modul von KWU/Interatom. Der Reaktor ist zylindersymmetrisch und wird zweidimensional behandelt. Das Reaktorcore wird zunächst unterteilt in 4 Kanäle, und jedes Kanal in 9 Layer. Es entstehen somit 36 Layer. Die Strukturen zwischen Core und Kernbehälter (Reflektor, Steuerstäbe etc.) werden auch in Zonen, sog. Compositions, verteilt. Jeder Composition kann eine unterschiedliche Materialauslegung zugeordnet werden. So gibt es Reflektor-Compositions, Steuerstab-Compositions etc. Die Compositions und die Layer bilden das Gebiet, in dem die Diffusions- und Spektrumsrechnungen durchgeführt werden. Für die Spektrumsrechnungen werden mehreren Compositions bzw. Layer zu Spektrumszonen zusammengefügt. Somit hat der HTR-Modul 61 Compositions, wovon die 39 Compositions im Seitenreflektor von dem Programm intern definiert werden. Die Anzahl der Spektrumszonen ist 22, wovon sich 14 im Core befinden. Für die Diffusionsrechnung wird das Gebiet innerhalb des Kernbehälters in 34x79 Maschen unterteilt.

Die Steuerstäbe werden durch eine 6cm breite Zone von 19 Steuerstab-Compositions simuliert. Die Giftmenge ist so gewählt worden, daß der Reaktor im Normalbetrieb unter den von KWU/Interatom vorgegebenen Auslegungsbedingungen mit den Stäben in Nennlast-Sollstellung gerade kritisch ist.

Zur Simulation der kontinuierlichen Brennelementbeschickung besteht jeder Layer aus eine Mischung von 10 verschiedenen Brennelement-Chargen, eine für jeden Durchlauf. Ihr Abbrand wird individuell verfolgt. In der Abbrandrechnung werden 45 Spaltprodukte explizit verfolgt [34]. Eine Abbrandperiode ist ca. 11 Vollasttage lang. Nach einer Periode werden alle Layer eine Stufe tiefer versetzt, und die untersten werden entladen. Von den entladenen Layern werden die ältesten Chargen entfernt, und durch frische Chargen ersetzt. Die übrigen jeweils gleichaltrigen Chargen werden vermischt und auf die Beschickungschargen des nächstfolgenden Durchlaufes verteilt. Die frischen Brennelemente sind mit 7 g Schwermetall mit 7,8% Anreicherung beladen.

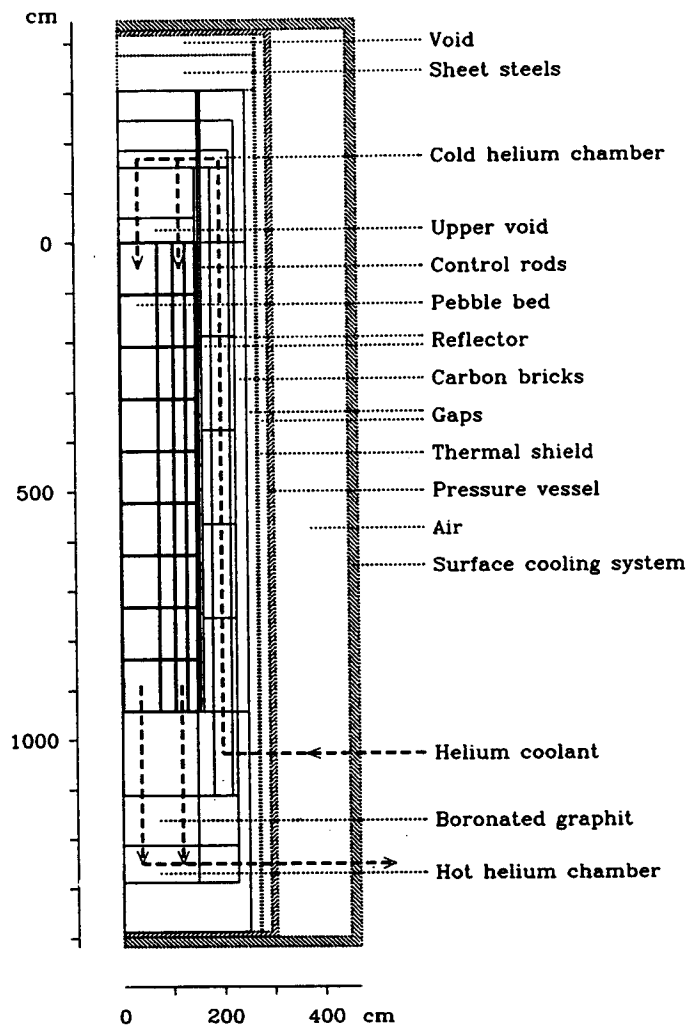


Abb. 19. Rechenmodell des HTR-Moduls von KWU/Interatom für V.S.O.P. /34/.

Die thermohydraulischen Rechnungen werden in einem größeren Gebiet vorgenommen. Kernbehälter, Reaktordruckbehälter und Primärzelle werden auch mithineinbezogen. Dieses Gebiet wird in 33x60 Maschen unterteilt. Als Wärmequelle wird die Leistungsverteilung genutzt, die sich aus der nuklearen Rechnung ergibt.

Für die Wärmeleitfähigkeit der Brennelemente wird eine temperatur- und dosisabhängige Messung von A3-3 Graphit bei einer Bestrahlungstemperatur von ca. 950°C zugrundegelegt /35/. Für den Wärmetransport in der Kugelschüttung sind zwei effektiven Wärmeleitfähigkeitsfunktionen /36, 37/ verwendet worden, eine für Temperaturen bis 1200°C und eine für höheren Temperaturen. Diese Funktionen beschreiben die Leitfähigkeit des Graphits und den Wärmetransport durch Strahlung zwischen den Kugeln.

4.2 Leistungsdichteerhöhung

Zunächst wird der Effekt einer Leistungserhöhung für den 200MWth Modul untersucht. Einerseits wird die thermische Leistung erhalten und das Core verkürzt, und andererseits werden die Abmessungen beibehalten und die thermische Leistung erhöht.

Die maximale Spaltstofftemperatur von 1600°C stellt eine Beschränkung der Leistungsdichteerhöhung dar. Es gibt mehrere Störfallszenarien, bei denen eine Coreaufheizung auftritt. Der Störfall mit der größten Temperatursteigerung im Core ist der Druckentlastungsstörfall, wobei durch Wegfall des Heliumdruckes (60 bar im Normalbetrieb) plötzlich keine Wärme mehr durch das Kühlmittel vom Core abgeführt wird. Wegen des negativen Temperaturkoeffizienten wird der Reaktor zum Zeitpunkt der Druckentlastung sofort unterkritisch, und es wird ab dann nur noch Nachwärme produziert.

Ursache des Druckentlastungsstörfalls, können in erster Linie Undichtigkeiten in einem an der Druckbehältereinheit anschließenden System sein. Hierdurch strömt das Kühlgas Helium aus dem Primärkreis ins Reaktorgebäude bzw. Reaktorhilfsanlagengebäude. Im Rechenprogramm wird dieser Störfall simuliert durch ein schlagartiges Absenken des Heliumdruckes auf 1 bar. Diese Annahme ist konservativ, weil keine Nachwärme von dem ausströmenden Gas mitgeführt wird. Die Kritikalität und die ortsabhängigen Temperaturen werden in den 120 Stunden unmittelbar nach dem Störfalleintritt rechnerisch verfolgt.

In der Praxis werden Sicherheitsmargen eingebaut, wie z.B. konservative Wärmeleitfähigkeitswerte, Überleistung des Reaktors oder eine Abweichung der Nachwärmeproduktion.

In der Störfallrechnung werden üblicherweise Sicherheitsmargen eingebaut, damit die Rechenergebnisse immer konservativ sind. Die Firma Interatom hat in der Rechnung des 200MWth-HTR-Moduls drei Größen konservativ gewählt:

- die Wärmeleitfähigkeit des Graphits
- die Leistung des Reaktors (5% Überlast)
- die Nachwärmeproduktion (2σ -Standardabweichung)

Wenn die Sicherheitsmargen weniger konservativ gewählt werden, entsteht die Möglichkeit zur Erhöhung der Leistungsdichte. Um festzustellen, wo die äußerste Grenze der Leistungsdichteerhöhung liegt, wird zunächst auf allen Sicherheitsmargen verzichtet.

4.2.1 Coreverkürzung

Die Leistung des HTR-Moduls von 200 MWth wird beibehalten, und die Leistungsdichte wird vergrößert, indem das Core verkürzt wird. Die Strukturen um das Core werden in axialer Richtung entsprechend mitverkürzt und in radialer Richtung unverändert gelassen. Untersucht wird, ob durch eine derartige Verkleinerung des Reaktors eine Kostenersparnis erreicht werden kann.

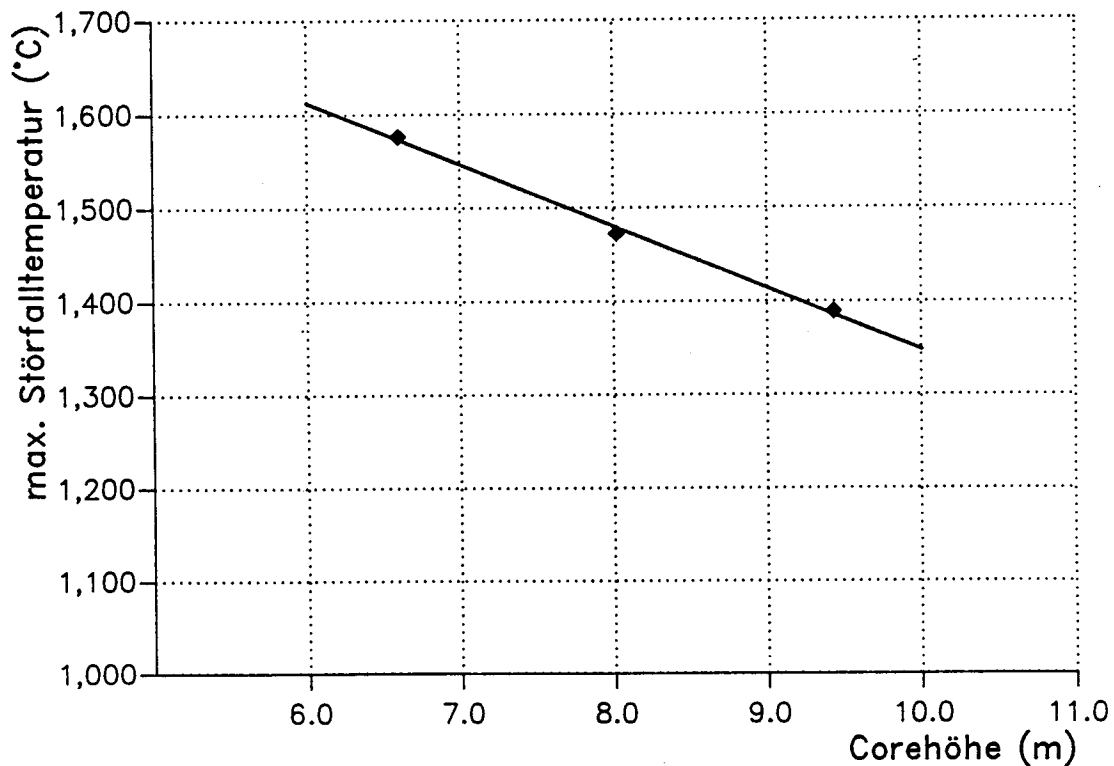


Abb. 20. Maximaltemperatur nach dem Druckentlastungsstörfall als Funktion der Corehöhe: Außer der Höhe werden die Geometrie des Reaktors und die Leistung unverändert gelassen.

Abb. 20 zeigt die Maximaltemperatur nach dem Druckentlastungsstörfall als Funktion der Corehöhe. Das Core könnte theoretisch bis 619,5cm Länge verkürzt werden; die Maximaltemperatur nach dem Druckentlastungsstörfall erreicht dann gerade 1600°C.

Größe	HTR-Modul nach KWU/Interatom	HTR-Modul mit max. Leistung
Leistungsdichte (MWth/m ³)	3,0	4,6
Corehöhe (m)	9,43	6,20
Maximaltemperatur nach dem Druckentlastungsstörfall (°C) (ohne Sicherheitsmargen)	1389	1600
spez. Investitionskosten (DM/kWe)	5440	5340
Stromerzeugungskosten (Pf/kWh)	19,3	19,0

Tab. 14. Einige Daten zum HTR-Modul mit einer maximal verkürztem Core im Vergleich mit dem HTR-Modul der KWU/Interatom: Der Reaktordruckbehälter und die Einbauten werden entsprechend mitverkürzt.

Die Leistungsdichte beträgt dann $4,57 \text{ MW/m}^3$. Für eine 4-Modulanlage zu reiner Stromerzeugung, wie behandelt in Kap. 2, werden hierdurch die Investitionskosten und die Stromerzeugungskosten allerdings nicht mehr als 2% gesenkt. Tab. 14 zeigt die zusammengefaßte Ergebnisse im Vergleich mit denen des 200MWth-HTR-Moduls.

4.2.2 Leistungserhöhung

Alle Abmessungen des Cores und der sonstigen Strukturen werden unverändert gelassen. Um die Leistungsdichte zu erhöhen wird die thermische Leistung erhöht.

Abb. 21 zeigt die Maximaltemperatur nach dem Druckentlastungsstörfall als Funktion der Leistung. Die Leistung könnte theoretisch bis 273 MWth gesteigert werden; die Maximaltemperatur beträgt dann gerade 1600°C . Die Leistungsdichte ist dann $4,09 \text{ MW/m}^3$.

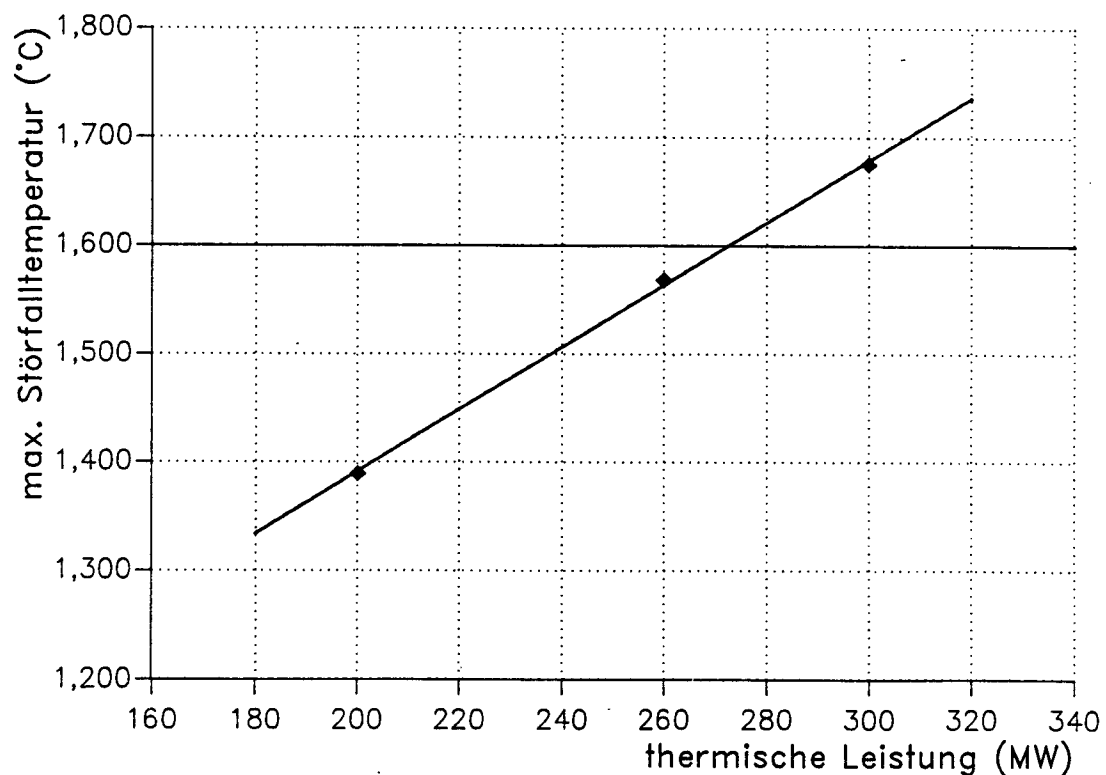


Abb. 21. Maximaltemperatur nach dem Druckentlastungsstörfall als Funktion der Leistung: Die ganze Geometrie des Reaktors wird unverändert gelassen; nur die Leistungsdichte wird erhöht.

Wegen der höheren Leistung steigen die Investitionskosten an: Im Falle einer 4-Modulanlage zu reiner Stromerzeugung um 9%. Die spezifischen Investitionskosten würden aber 4330 DM/kWe betragen, was eine Senkung von 20% bedeutet. Die Stromerzeugungskosten würden um 16% bis 16,2 Pf/kWh gemindert werden. Tab. 15 zeigt die zusammengefaßte Ergebnisse im Vergleich mit denen des 200MWth-HTR-Moduls.

Größe	HTR-Modul nach KWU/Interatom	HTR-Modul mit max. Lei- stung
Leistung (MWth)	200	273
Leistungsdichte (MWth/m ³)	3,0	4,1
Maximaltemperatur nach dem Druckentlastungsstörfall (°C) (ohne Sicherheitsmargen)	1389	1600
spez. Investitionskosten (DM/kWe)	5440	4330
Stromerzeugungskosten (Pf/kWh)	19,3	16,2

Tab. 15. Einige Daten zum HTR-Modul mit einer maximal erhöhter Leistungsdichte im Vergleich mit dem HTR-Modul der KWU/Interatom: Die ganze Geometrie des Reaktors wird hier unverändert gelassen.

4.3 Zweizonenbeschickung

Eine Methode zur Abflachung des radialen Temperaturprofils ist die Beladung des Cores in verschiedenen radialen Zonen. Am Corerand sind die mittlere Anreicherung und daher die Leistungsdichte dann höher als in der Mitte. Durch die Abflachung des Temperaturprofils sinken die Maximaltemperaturen, und es könnte die Leistung noch weiter gesteigert werden.

Der Effekt einer Zweizonenbeschickung auf das radiale Temperaturprofil und auf die maximalen Temperaturen nach dem Druckentlastungsstörfall wurden untersucht. Die innere Zone hat einen Radius von 106 cm. Die äußere ringförmige Zone hat eine Breite von 44 cm. Die Zweizonenbeschickung wird nun in V.S.O.P. simuliert, in dem mit frischen Brennelementen nur die äußere zwei Kanäle¹ beschickt werden. In einer zweiten, weitergehenden Form der Zweizonenbeschickung werden auch die Brennelemente, die das zweite Mal das Core durchlaufen, nur in die äußeren Kanäle eingegeben.

Die radiale Brennelement-Temperaturverteilung im Normalbetrieb für die verschiedenen Beschickungsarten ist in Abb. 22 gegeben. Sie gilt für den heißesten Schnitt des Cores, am Coreboden auf der Grenze mit dem Bodenreflektor. Für die erste Art der Zweizonenbeschickung sinkt die Maximaltemperatur um 60°C. Bei der zweiten Art liegt die Maximaltemperatur nicht mehr in der Mitte, sondern 20 cm vom Corerand entfernt und ist 73°C niedriger als bei der Einzonenschickung.

¹ Zur Erinnerung: das Core wird in radialer Richtung in 4 Kanäle aufgeteilt, siehe Kap. 4.1.2.

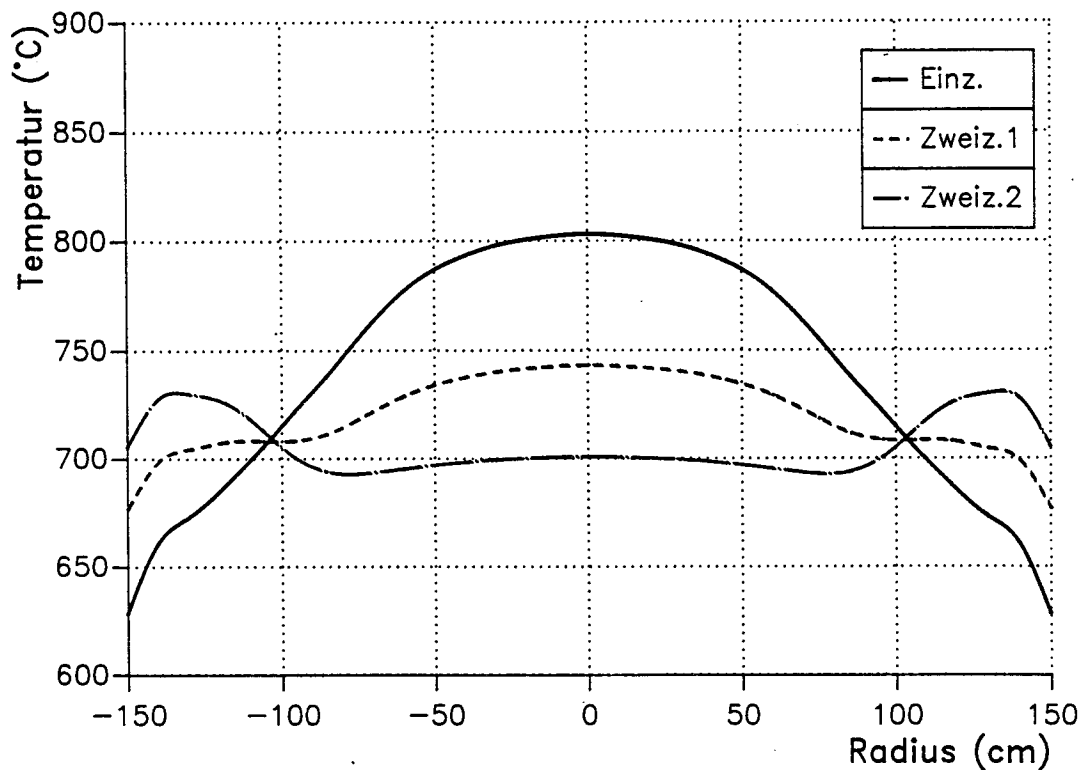


Abb. 22. Radiale Temperaturverteilung am Coreboden für verschiedenen Beschickungsarten: Einz. = Einzonenbeschickung; Zweiz.1 = Zweizonenbeschickung, bei der die frischen Brennelemente nur in die äußere Zone geladen werden; Zweiz.2 = Zweizonenbeschickung, bei der neben den frischen Brennelementen auch die Brennelemente, die schon einmal durchgelaufen sind, nur in die äußere Zone geladen werden.

Abb. 23 zeigt die maximale Coretemperatur beim Druckentlastungsstörfall als Funktion der thermischen Leistung für die verschiedenen Beschickungsarten. Der Umstieg auf die nächste Art der Zweizonenbeschickung bewirkt jeweils eine Temperatursenkung von ca. 25°C.

Die theoretisch größte Leistungssteigerung, bei der die maximale Störfalltemperatur gerade noch 1600°C beträgt, ist für die verschiedenen Beschickungsweisen, mit den entsprechenden Investitions- und Stromerzeugungskosten einer 4-Modulanlage zu reiner Stromerzeugung in Tab. 16 eingetragen. Wegen der Leistungserhöhung und der komplizierteren Beschickungsanlage steigen die Investitionskosten an, aber mindern sich die spezifischen Investitionskosten und die Stromerzeugungskosten. Auch hier gilt wieder:

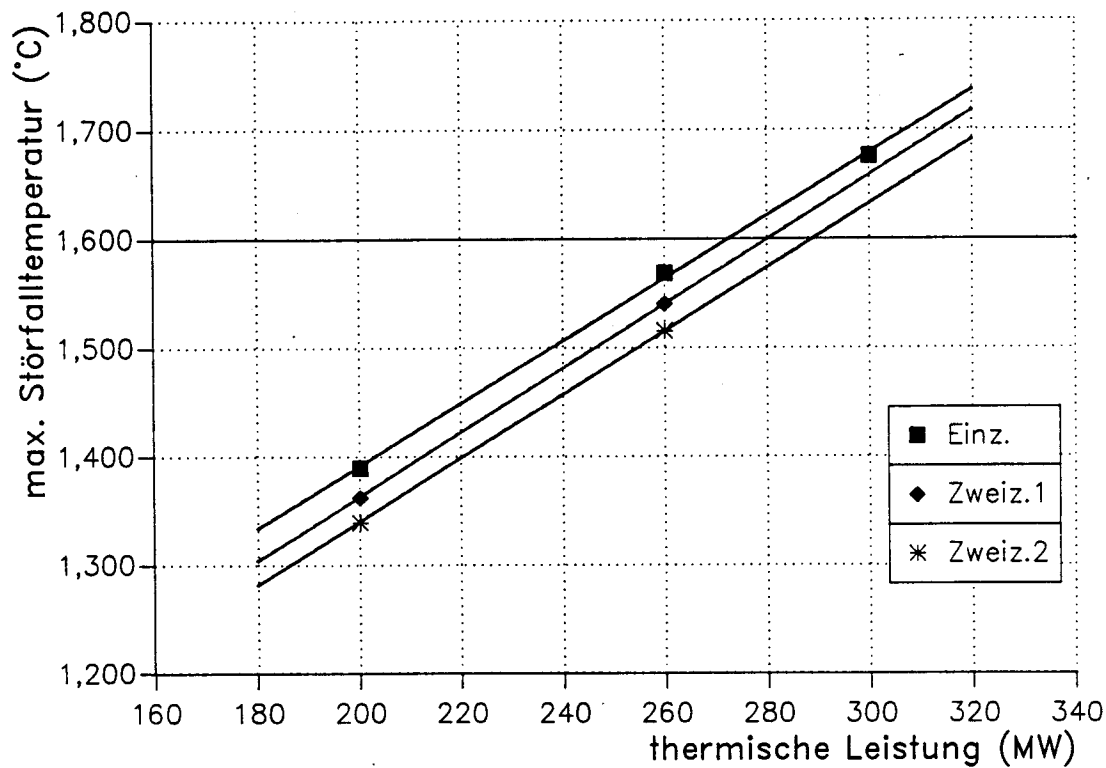


Abb. 23. Maximaltemperatur nach dem Druckentlastungsstörfall als Funktion der Leistung für verschiedene Beschickungsweisen.

die genannten Zahlen stellen nur eine äußerste Grenze dar; in der Störfalltemperaturrechnung sind keine Sicherheitsmargen angenommen worden.

	Einz.	Zweiz.1	Zweiz.2
Leistung (MWth)	200	280	289
Leistungsdichte (MWth/m ³)	3,0	4,2	4,3
Maximaltemperatur nach dem Druckentlastungsstörfall (°C) (ohne Sicherheitsmargen)	1389	1600	1600
spez. Investitionskosten (DM/kWe)	5440	4270	4170
Stromerzeugungskosten (Pf/kWh)	19,3	16,0	15,7

Tab. 16. Leistungserhöhung und Kostensenkung bei verschiedenen Beschickungsweisen: Einz. = Einzonenbeschickung; Zweiz.1 = Zweizonenbeschickung, bei der die frischen Brennelemente nur in die äußere Zone geschickt werden; Zweiz.2 = Zweizonenbeschickung, bei der neben den frischen Brennelementen auch die Brennelemente, die schon einmal durchgelaufen sind, nur in die äußere Zone geschickt werden.

4.4 HTR-Modul mit Mittelsäule

4.4.1 Theorie des Wärmeleitproblems

Für eine weitere Leistungserhöhung ist ein größerer Coredurchmesser erforderlich. Dieser wird aber einerseits beschränkt durch die Begrenzung der Störfalltemperaturen auf 1600°C, und andererseits durch die Forderung, daß keine Corestäbe verwendet werden sollen.

Die Anwendung einer senkrechten Säule aus Graphit in der Coremitte mit zusätzliche Steuerstäbe bietet die Möglichkeit, die Leistung erheblich zu erhöhen und gleichzeitig o.g. Forderungen zu erfüllen. Das Core wird dann ringförmig.

Das Verständnis der Wirkung dieser Mittelsäule auf die Temperaturverteilung im Core ergibt sich in folgender Weise.

Das Wärmeleitproblem kann mittels der Fourier'schen Differentialgleichung beschrieben werden /38/:

$$\rho c_p \frac{\partial T}{\partial t} = - \rho c_p (\vec{v} \cdot \nabla) T + (\nabla \cdot \lambda \nabla T) + q$$

mit ρ = Dichte [kg/m³]

c_p = spezifische Wärmekapazität bei konstantem Druck [J/kgK]

T = Temperatur [K]

t = Zeit [s]

λ = Wärmeleitfähigkeit [W/mK]

q = Wärmequellendichte [MW/m³]

Der konvektive Term $-\rho c_p (\vec{v} \cdot \nabla) T$ kann zunächst weggelassen werden. In Zylinderkoordinaten schreibt sich diese Gleichung wie folgt:

$$\rho c_p \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial \phi} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial \phi} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial z} \right) + q$$

Wegen Zylindersymmetrie entfällt der ϕ -abhängige Term. Zunächst kann auch der z -abhängige Term vernachlässigt werden, weil das Reaktorcore des HTR-Moduls die Form eines langen Zylinders hat, und deshalb der axiale Wärmefluß relativ gering ist. Zum Schluß entfällt auch der zeitabhängige Term, weil hier nur der stationäre Fall betrachtet wird. Folgende Differentialgleichung bleibt dann übrig:

$$\frac{d^2 T}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{dT}{dr} + \frac{q}{\lambda} = 0$$

Für das Zylindercore lautet die Lösung /39/:

$$T(r) = \frac{q_z (R_a^2 - r^2)}{4 \lambda} + T_a$$

mit $T(r)$ = Temperatur am Radius r [K]

R_a = Coreradius [m]

T_a = Temperatur am Außenrand [K]

Für das Ringcore lautet die Lösung im Corebereich /39/:

$$T(r) = \frac{q_R (R_a^2 - r^2)}{4 \lambda} + \frac{q_R R_i^2}{2 \lambda} (\ln r - \ln R_a) + T_a$$

mit R_i = Radius der Mittelsäule (= Coreinnenradius) [m]

R_a = Coreaußenradius [m]

und im Bereich der Mittelsäule:

$$T(r) = \frac{q_R (R_a^2 - R_i^2)}{4 \lambda} + \frac{q_R R_i^2}{2 \lambda} (\ln R_i - \ln R_a) + T_a$$

Zum Vergleich der beiden Coregeometrien ist die Wärmeleistung in beiden Fällen gleich, und unterscheidet sich deshalb die Wärmequellendichte wie folgt:

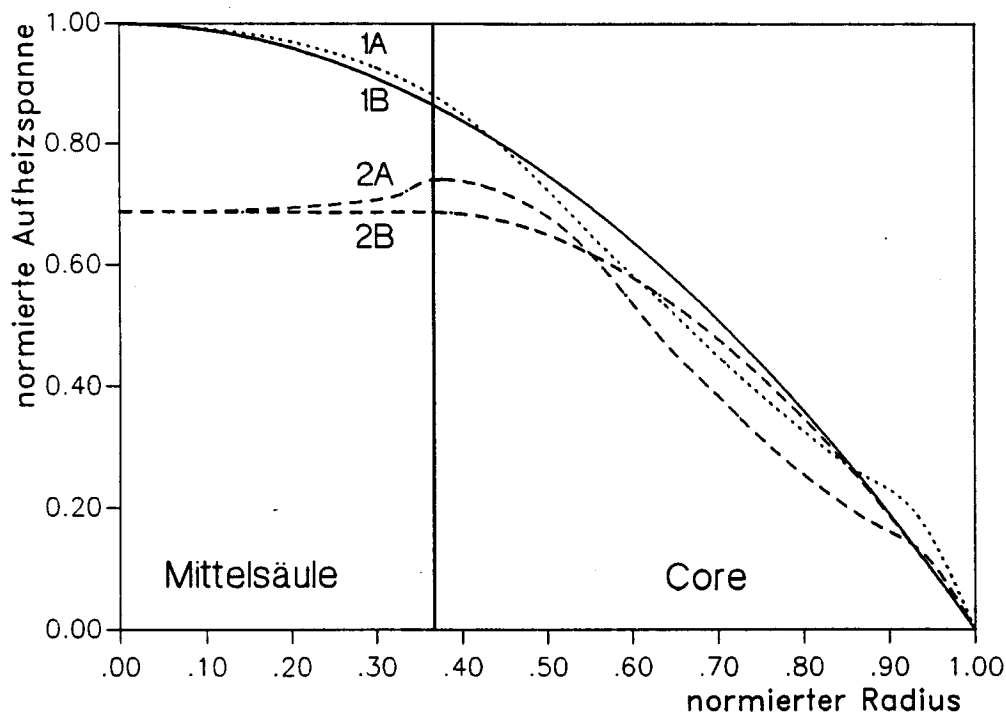


Abb. 24. Normierte radiale Verteilungen der Aufheizspanne: 1. Zylindercore, 2. Ringcore; A. nach V.S.O.P.-Rechnung, B. nach Lösung der eindimensionalen Fouriergleichung.

$$q_R = q_Z \frac{R_a^2}{R_a^2 - R_i^2}$$

Abb. 24 zeigt die radiale Verteilungen der Aufheizspanne für die verschiedenen Coregeometrien. Es zeigt sich, daß trotz der höheren Wärmequellichte (Leistungsdichte) im Ringcore die Temperatur überall niedriger ist. Auch werden hier die Lösungen der Fouriergleichung verglichen mit den Resultaten der V.S.O.P.-Rechnung. Sie ergeben sich als sehr ähnlich.

Im nächsten Kapitel wird besprochen, wie ein HTR-Modul mit Mittelsäule mit maximierter Leistung ausgelegt werden kann.

4.4.2 Verfahren zur Leistungsmaximierung

Zielsetzung ist, die Abmessungen und Leistungsdichte eines HTR-Moduls zu finden, der eine maximale Leistung hat, und gerade noch den folgenden Anforderungen entspricht:

- Maximale Temperatur nach einem Druckentlastungsstörfall $\leq 1600^\circ\text{C}$, damit keine Spaltprodukte freigesetzt werden durch Beschädigung der coated Particles,
- Druckverlust des Heliums im Primärkreis $\leq 1,5$ bar, damit gerade noch ein einzelnes einstufiges Gebläse verwendet werden kann.

Gesucht wird ein Ringcore-Reaktor mit einer rein-graphitischen Mittelsäule und Steuerstäben im Seitenreflektor und in der Mittelsäule. Um eine möglichst große Leistung zu erzielen, müssen die Leistungsdichte und die Corehöhe möglichst groß gewählt werden, und der Coreinnendurchmesser muß möglichst klein sein. Die Verkleinerung des Innendurchmessers wird aber begrenzt von der Maximaltemperatur. Bei Verlängerung des Cores und bei Leistungsdichteerhöhung steigen sowohl der Druckverlust wie auch die Maximaltemperatur an. Im Nachfolgenden wird gezeigt, wie mit Hilfe von Näherungsformeln für einen bestimmten Core-Außendurchmesser der Core-Innendurchmesser, die Corehöhe und die Leistungsdichte so gewählt werden können, daß die Leistung maximal ist.

Der Druckverlust des Heliums im Primärkreis ist aufgebaut aus drei Komponenten:

$$\Delta p_{Prim} = \Delta p_{Core} + \Delta p_{Leit} + \Delta p_{DE}$$

mit Δp_{Prim} = Druckverlust im Primärkreis [bar]

Δp_{Core} = Druckverlust im Core [bar]

Δp_{Leit} = Druckverlust in den Gasleitungen zwischen Core und Dampferzeuger [bar]

Δp_{DE} = Druckverlust im Dampferzeuger [bar]

Zur Beschreibung des Coredruckverlustes wurde folgende Näherungsgleichung genutzt
/40/:

$$\Delta p_{Core} = \frac{0,6396 T_{gas}^{1,07} \bar{L}^{1,9} H^{2,9}}{p (T_{aus} - T_{ein})^{1,9}}$$

mit T_{aus} = Heliumcoreaustrittstemperatur [K]

T_{ein} = Heliumcoreeintrittstemperatur [K]

$T_{gas} = (T_{aus} + T_{ein}) / 2$ [K]

p = mittlerer Primärkreisdruck [bar]

\bar{L} = mittlerer Coreleistungsdichte [MW/m³]

H = Corehöhe [m]

Der Druckverlust in den Gasleitungen kann mit der folgenden Formel ermittelt werden:

$$\Delta p_{Leit} = \frac{a}{\rho} \left(\frac{\bar{L} H}{\Delta T} \right)^{7/4} + \frac{b}{\rho} \left(\frac{\bar{L} H}{\Delta T} \right)^2$$

mit a, b = Konstanten

ρ = mittlere Heliumdichte [kg/m³]

$\Delta T = T_{aus} - T_{ein}$ [K]

Die Grundlagen und Einschränkungen dieser Gebrauchsformeln werden in Anhang C besprochen.

Der Druckverlust im Dampferzeuger beträgt 0,4 bar beim HTR-Modul nach KWU/Interatom /6/, und wird unverändert gelassen.

Zur Abschätzung der Maximaltemperatur nach Druckentlastungsstörfall ist folgende Gleichung benutzt worden /40/:

$$T_{max} = \frac{\bar{L} \beta NW \delta^2 10^6}{8 n \bar{\lambda}} + \frac{\bar{L} \beta NW \delta 10^6}{2 n k} + T_{Rand}$$

mit T_{max} = Maximaltemperatur nach Druckentlastungsstörfall [°C]

β = totaler Leistungspeakfaktor

NW = Nachwärmefaktor

δ = Ringbreite des Cores [m]

n = Geometriefaktor

$\bar{\lambda}$ = mittlere Wärmeleitfähigkeit im Querschnitt
und Zeitpunkt, zu dem T_{max} auftritt

T_{Rand} = Temperatur als äußere Randbedingung, wird
50°C gesetzt.

Die Parameter β , NW , n und λ werden aus Näherungsformeln ermittelt (Anhang D). Zum Schluß wird T_{max} korrigiert für den axialen Wärmefluß durch endliche Corehöhe /40/:

$$\Delta T_{max} = 26,155 - 3,393 \cdot H + (0,496 \cdot H - 7,281) \cdot A + (0,0116 - 0,0004 \cdot H) \cdot T_{max} + (0,01134 - 0,0007 \cdot H) \cdot A \cdot T_{max}$$

mit ΔT_{\max} = Temperaturüberschätzung infolge Nichtberücksichtigung
des axialen Wärmeflusses [$^{\circ}\text{C}$]
 A = Corequerschnittsoberfläche [m^2]

Die o.g. Approximationsgleichungen wurden ohne zeitabhängige neutronenphysikalische Rechnungen ermittelt. Daher werden die Ergebniswerte für die Maximaltemperatur an bekannte V.S.O.P.-Ergebnissen angepaßt.

Das Optimierungsverfahren läuft nun wie folgt. Es wird einen Außendurchmesser des Cores festgelegt (den kann man z.B. verknüpfen mit dem Innendurchmesser eines bestimmten Reaktordruckbehälters). Für eine Reihe verschiedener Corehöhen zwischen 6 und 12 m wird die optimale Leistungsdichte und der optimale Coreinnendurchmesser ermittelt. Die Leistungsdichte wird so gewählt, daß der Druckverlust im Primärkreis gerade 1,5 bar beträgt. Um eine Sicherheitsmarge einzubauen, wird der Nachwärmefaktor NW mit einen Faktor 1,1 multipliziert. Diese 10% entsprechen einer 2σ -Standardabweichung für die Nachwärmeproduktion und einer 5% Überlast des Reaktors. Für jede Corehöhe wird nun die Leistung berechnet nach:

$$L = \bar{L} \frac{\pi}{4} (D_A^2 - D_I^2) H$$

mit L = thermische Leistung [MW]
 D_A = Coreaußendurchmesser [m]
 D_I = Coreinnendurchmesser oder Durchmesser der Mittelsäule [m]

Die Leistung als Funktion der Corehöhe zeigt ein Maximum. Die Abmessungen und die Leistungsdichte, die zu diesem Maximum gehören, sind die gesuchten Größen.

Eine Möglichkeit der Leistungsmaximierung des HTR-Moduls nach einer Reihe gewählten Randbedingungen ist in Kap. 5 ausgearbeitet. Die Leistung wird dort gesteigert von 200 nach 350 MWth. Mit dem V.S.O.P.-Programm werden u. A. die Maximaltemperaturen nach dem Druckentlastungsstörfall gerechnet. Somit wird das Optimierungsverfahren überprüft.

4.5 Weitere Leistungserhöhung durch Verwendung mehrerer Gebläse und Dampferzeuger

Die Beschränkung des Druckverlustes auf 1,5 bar könnte aufgehoben werden durch die Verwendung von mehreren Dampferzeugern mit separaten Gebläsen. Man kann das gleiche Verfahren zur Leistungsmaximierung anwenden, wie in Kap. 4.4.2 beschrieben ist, wobei mehreren Gebläsen und Dampferzeuger parallel geschaltet werden. Wenn man den Primärdruck wieder auf 70 bar ansetzt, den Core-Außendurchmesser auf 3,8m und die Heliumein- und -Austrittstemperaturen unverändert lässt, kommt man zu folgenden optimierten Parametern:

Anzahl Gebläse	1	2	3	4
Corehöhe (m)	8,54	9,97	10,97	11,89
Leistungsdichte (MW/m ³)	4,18	4,86	5,27	5,49
Durchmesser der Mittelsäule (m)	1,40	1,78	1,99	2,13
thermische Leistung (MW)	350	429	476	506
elektrische Leistung einer 4-Modulanlage (MWe)	550	675	750	800

Tab. 17. Parameter nach maximierter Leistung für einen HTR-Modul mit Mittelsäule und mehreren Gebläsen und Dampferzeugern.

Für die spezifische Investitionskosten trifft hier genau Abb. 2 auf Seite 4 zu. Bei jedem zusätzlichen Gebläse tritt eine Diskontinuität in den spezifischen Kosten auf. Die mögliche Leistungserhöhung durch Verwendung von zwei Gebläsen bringt eine Senkung der spezifischen Investitionskosten um 7% gegenüber der Version mit einem Gebläse. Wie Abb. 25 zeigt, bringt eine weitere Erhöhung der Gebläsezahl kaum einen Vorteil, und mit 4 Gebläsen steigen die spezifischen Kosten wieder an.

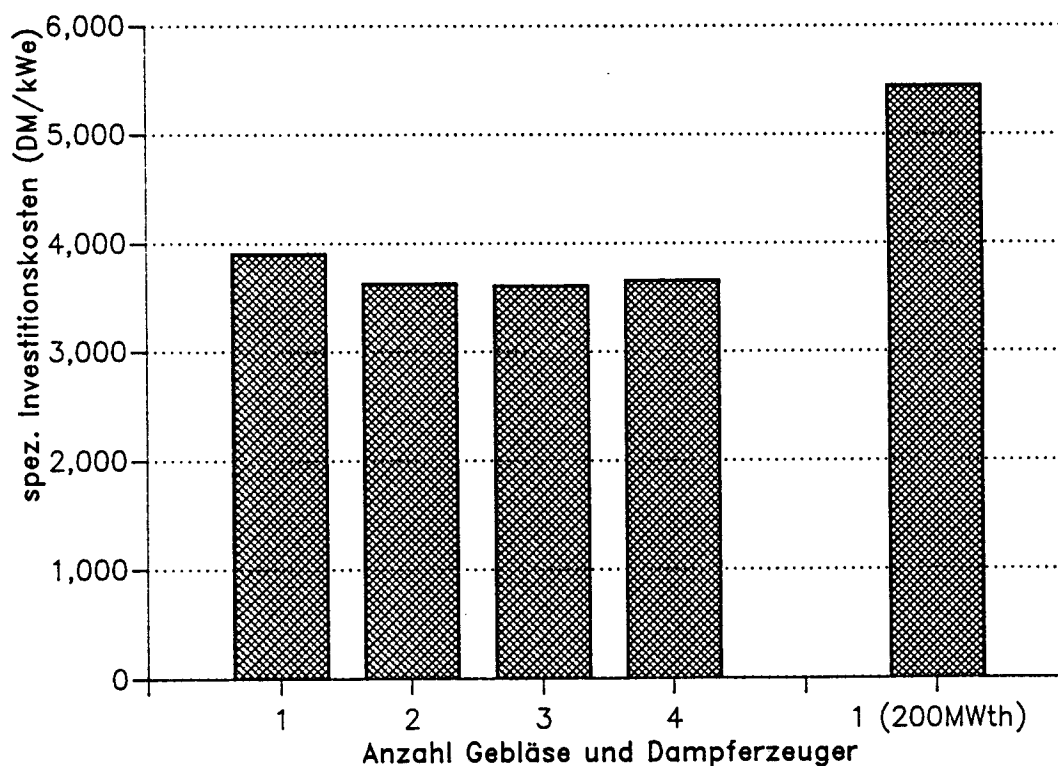


Abb. 25. Spezifische Investitionskosten eines 4-Modul-Kraftwerks mit HTR-Modulen mit maximierter Leistung.

4.6 Weitere Leistungserhöhung durch Verwendung von Behältern mit größerem Durchmesser

Der Durchmesser des Reaktordruckbehälters stellt beim vorher besprochenen Leistungsmaximierungsverfahren eine Begrenzung dar. Im Kap.5 wird ein 350MWth-HTR-Modul vorgestellt, dessen Innendurchmesser auf 6,7m gesetzt worden ist, weil diese Durchmesser bei

einem Siedewasserreaktor der größte schon realisierte ist. Die SWR-Druckbehälter sind wegen deren Abmessungen und Primärdruck am besten vergleichbar mit den Druckbehältern, die für den HTR-Modul vorgesehen sind. Mit größeren Behälterdurchmessern könnte die Reaktorleistung noch weiter gesteigert werden. Dies könnte geschehen durch eine weitere Vergrößerung des Stahlbehälters, also durch eine Weiterentwicklung, oder durch einen Umstieg auf die Technologie der vorgespannten Behälter.

Für das amerikanische HTR-Modulkonzept (MHTGR) ist eine Leistungserhöhung von 350 auf 450 MWth vorgesehen, wobei der Behälterinnendurchmesser auf 7,2 m vergrößert wird [30]. Eine derartige Modifikation bei dem 350MWth-Kugelhaufen-HTR-Modul würde eine Leistungserhöhung bis 430MWth ermöglichen. Diese Leistung ist geringer wegen des viel größeren Druckverlustes im Kugelhaufencore als im vergleichbaren Core eines MHTGR. Beim MHTGR ist die Dicke des Corerings daher kleiner und die Leistungsdichte höher (6 MW/m^3) als beim Kugelhaufenreaktor. In Tab. 18 werden die Abmessungen der verschiedenen Konzepte mit kugel- bzw. blockförmige Brennelementen gegenübergestellt.

	Kugelförmige Brennelemente			Blockförmige Brennelemente	
th. Leistung (MWth)	200	350	430	350	450
Herkunft Konzept	Siemens/Interatom	diese Arbeit		General Atomics	
Coregeometrie	Zylinder	Ring	Ring	Ring	Ring
Leistungsdichte (MW/m^3)	3,0	4,2	3,7	5,9	6,0
Corehöhe (m)	9,4	8,5	9,3	7,9	7,9
Core-Außendurchmesser (m)	3,0	3,8	4,3	3,5	4,2
Core-Innendurchmesser (m)	-	1,4	1,6	1,6	2,3
Core-Ringdicke (m)	-	1,2	1,35	0,95	0,95
Behälter-Innendurchmesser (m)	5,9	6,7	7,2	6,6	7,2
Druckverlust über Core (bar)	0,62	0,74	0,77	0,21	

Tab. 18. Leistung und Abmessungen der verschiedenen HTR-Konzepte mit kugel- und blockförmige Brennelementen.

Eine andere Möglichkeit wäre die Anwendung eines vorgespannten Behälters. Kommerzielle Erfahrung gibt es nur mit dem Spannbetonbehälter. Der größte realisierte Spannbetonbehälter ist der des KKW Wylfa in England, und er hat einen Innendurchmesser von 29,3 m. Der Primärdruck war dort allerdings nur 30 bar. Der Spannbetonbehälter mit dem höchsten Betriebsdruck ist der von KKW Fort St. Vrain in den U.S.A. Der Druck betrug 50 bar; der Behälter war allerdings viel schmaler: 9,4m im Durchmesser. Eine Weiterentwicklung der Behältertechnik wäre also erforderlich um den hohen Betriebsdruck der Modul-Konzepte zu halten. Außerdem ist zu beachten, daß durch die Anwendung des Spannbetonbehälters der modulare Charakter der HTR-Konzepte weitgehend verloren geht. Dieses Problem tritt nicht (oder weniger) auf bei den vorgespannten Gußbehälter (siehe Anhang A). Beim Stahlgußbehälter ist der Durchmesser begrenzt durch die Bearbeitungsfähigkeit der ringförmigen Schüsse auf ca. 7 m. Beim Sphärogußbehälter sind die Schüsse aus Segmenten aufgebaut, wodurch in Prinzip eine Begrenzung der Durchmesser des Behälters wegfällt. Das gesamte Behältergewicht (in Zusammenhang mit der Auflagerung) und die axiale Spannkraft werden dann die Beschränkungen darstellen /41/.

5.0 Ein HTR-Modul mit maximierter Leistung

5.1 Beschreibung der Konzeptauslegung

Mit dem in Kap. 4.4.2 beschriebenen Optimierungsverfahren wurde der HTR-Modul von KWU/Interatom derartig modifiziert, daß die thermische Leistung von 200 MWth auf 350 MWth gesteigert wurde. Für den Innendurchmesser des Reaktordruckbehälters

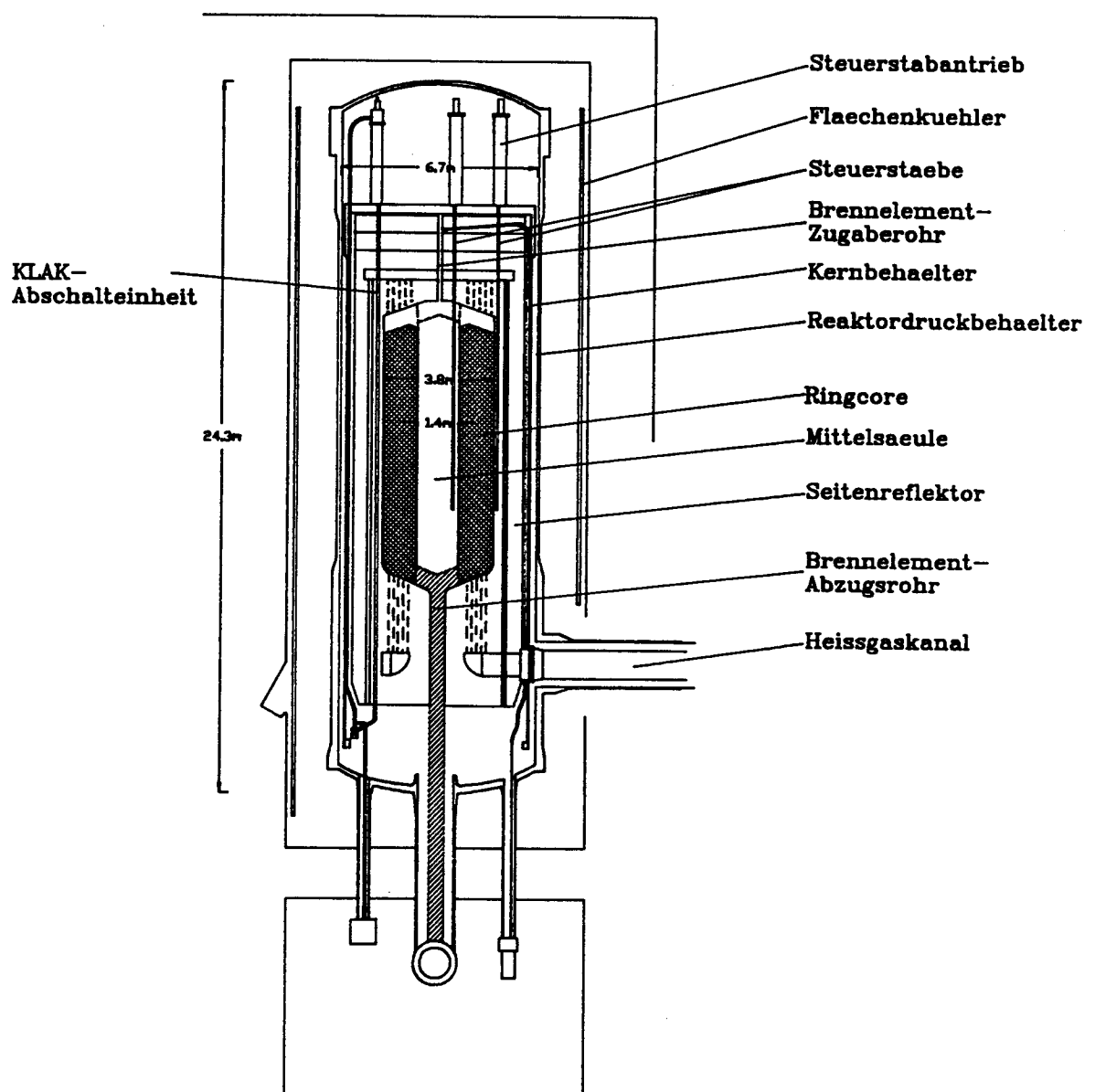


Abb. 26. 350 MWth HTR-Modul: Reaktordruckbehälter mit Einbauten.

wurde 6,7m gewählt, dies entspricht dem Durchmesser des größten bislang realisierten SWR-Behälters (KKW Krümmel). Wenn alle Reaktoreinbauten vom existierenden HTR-Modul-Konzept übernommen werden, beträgt der Core-Außendurchmesser 3,8m. Der Primärdruck wurde auf 70 bar angehoben, damit, falls erwünscht, die Erfahrungen mit der SWR-Druckbehältertechnologie möglichst genutzt werden können. Der so entstandenen HTR-Modul ist in Abb. 26 dargestellt /42/. Die Hauptdaten des Reaktors sind in Tab. 19 aufgelistet. Die Heliumein- und -austrittstemperaturen sind unverändert gelassen. Der Reaktor hat eine graphitische Mittelsäule mit einem Durchmesser von 1,4 m, die mit 4 Füßen auf dem Bodenreflektor ruht. Zwischen den Füßen befinden sich Kanäle, wodurch die Brennelemente ins zentralen Kugelabzugsrohr fließen (Abb. 27).

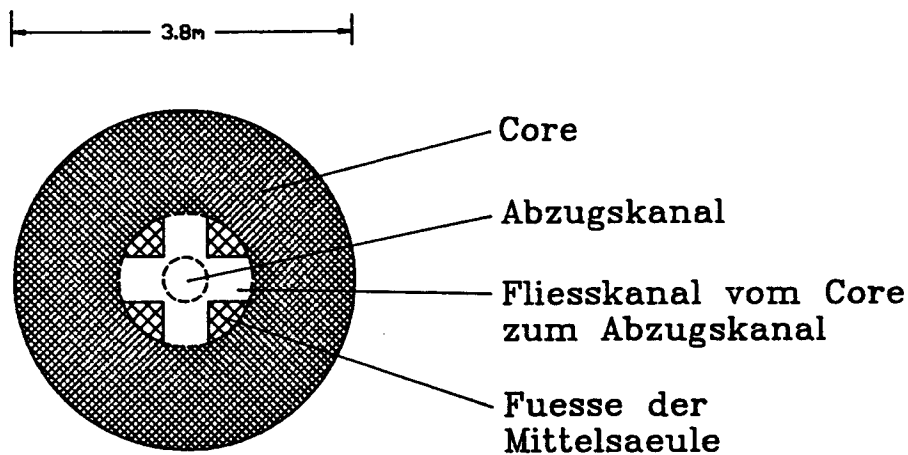


Abb. 27. 350 MWth HTR-Modul: Horizontalschnitt zur Höhe der Mittelsäule-Abstützung.

thermische Leistung	350 MWth
Coreaußendurchmesser	3,8 m
Coreinnendurchmesser (= Durchmesser der Mittelsäule)	1,4 m
Corehöhe	8.54 m
mittlere Leistungsdichte	4,18 MW/m ³
Anzahl Brennelemente	ca. 452.200
Anreicherung	7,7 Gew. %
Heliumeintrittstemperatur	250°C
Heliumaustrittstemperatur	700°C
Heliumdruck	70 bar
Heliummassenstrom	149,5 kg/s
Coredruckverlust	0,75 bar
Druckbehälterinnendurchmesser	6,7 m
Druckbehälterhöhe	24,3 m

Tab. 19. Einige Daten des 350 MWth HTR-Moduls.

Analog zum Rechenmodell des 200MWth-Moduls, beschrieben in Kap. 4.1.2, wurde ein Modell für den 350MWth-Modul erarbeitet. Es wird in Abb. 28 gezeigt. Die Unterteilung des Cores in 36 Layer und 14 Spektrumszonen wird beibehalten. Die Anzahl der Compositions steigt von 61 auf 79 an. Hiervon sind 20 Compositions für die Steuerstäbe, die durch zwei Zonen (eine im Außenreflektor und eine in der Mittelsäule) mit je 10 Compositions simuliert werden. Die Mittelsäule bringt zwei zusätzliche Spektrumszonen, deren Gesamtzahl also auf 24 ansteigt.

5.2 Eigenschaften des Gleichgewichtscores

5.2.1 Physikalische Eigenschaften

Die wichtigsten physikalischen Daten des 350MWth-Moduls sind in Tab. 20 aufgelistet und mit denen des 200MWth-Moduls verglichen.

	200 MWth-Modul	350 MWth-Modul
Anfangsanreicherung (%)	7,777	7,762
mittl. Anreicherung (%)	4,18	4,04
mittl. Kugeldurchflußzeit (Tage)	1007,3	722,9
mittl. Abbrand (MWd/tU)	80416,2	80315,2
Leistungspeakfaktor	2,50	2,64
max. Kugelbelastung (kW/Kugel)	1,39	2,04
Neutronenverlust		
in den Spaltstoffen (%)	50,67	50,59
hiervon in ^{235}U	30,77	31,29
" " ^{238}U	19,02	18,22
in den sonstigen Schwermetallen (%)	24,17	23,24
in den Spaltprodukten (%)	7,32	7,58
Core-Leakage (%)	14,18	14,73
Schwermetallinventar (kg/GWth)	11992,66	8604,66
Plutoniumanteil (%)	0,906	0,848
^{235}U -Beladung (kg/GWth)	0,9593	0,9594
^{235}U -Entladung (kg/GWth)	0,1380	0,1267
^{235}U -Verbrauch (kg/GWth)	0,8213	0,8327

Tab. 20. Physikalische Daten des Gleichgewichtscores.

Das kleinere Schwermetallinventar beim 350MWth-Modul wird verursacht durch die größere Leistungsdichte und die entsprechend kürzere Kugeldurchflußzeit. Dies ist auch der Grund für den niedrigere Pu-Anteil des Inventars.

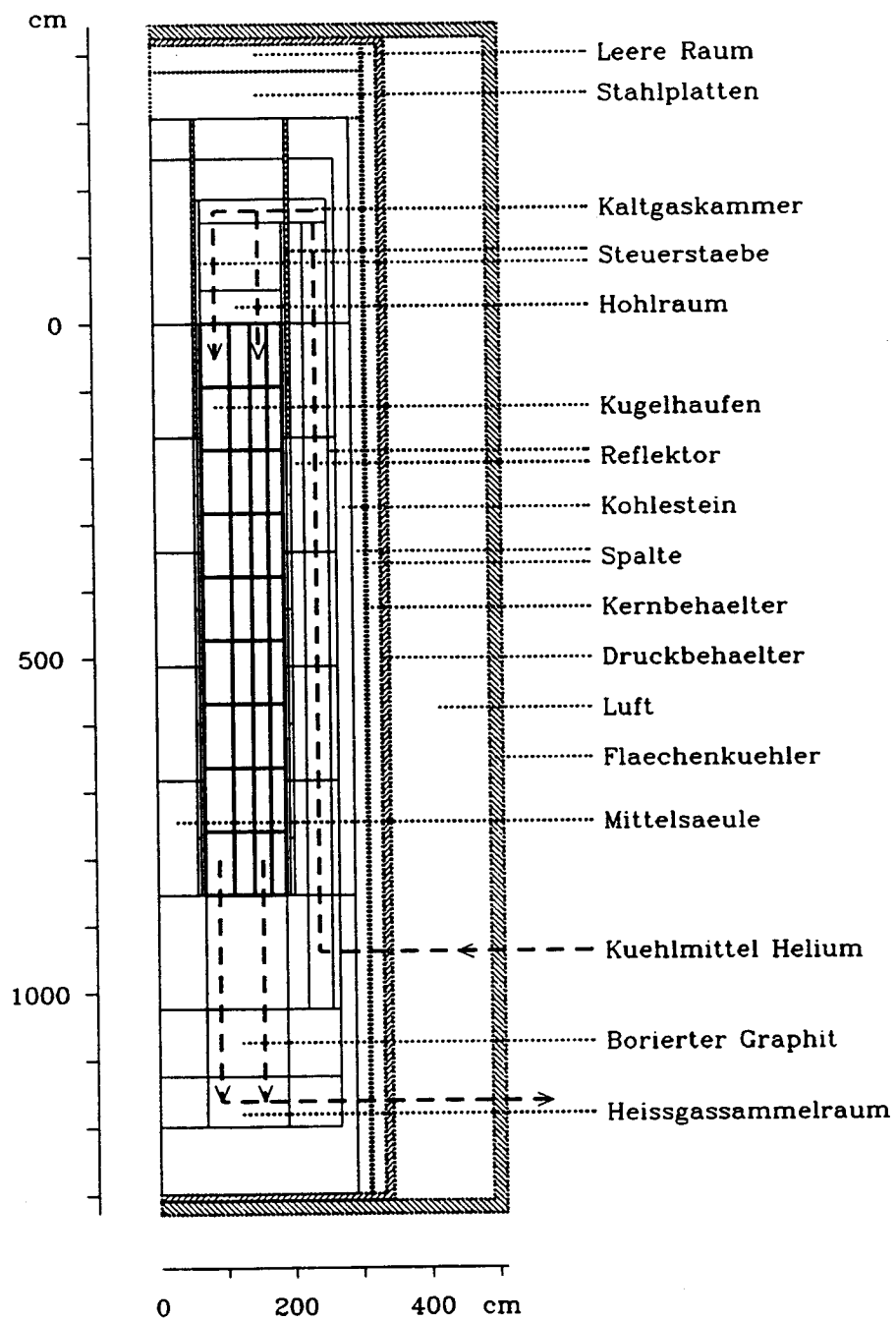


Abb. 28. Rechenmodell des 350MWth-HTR-Moduls für V.S.O.P.

Eine entscheidende Bedeutung für die Sicherheit eines Kernreaktors hat der Temperaturkoeffizient. Er quantifiziert den Einfluß einer Temperaturänderung im Reaktor auf die Reaktivität des Reaktors und ist wie folgt definiert:

$$\alpha_T = \frac{\Delta \rho}{\Delta T} = \frac{1}{\Delta T} \frac{k_{eff}^{\Delta T} - k_{eff}^{ref}}{k_{eff}^{\Delta T} \cdot k_{eff}^{ref}}$$

mit α_T = Temperaturkoeffizient

ρ = Reaktivität ($= (k_{eff} - 1)/k_{eff}$)

ΔT = Differenz zwischen Referenztemperatur und geänderter Temperatur [°C]

$k_{eff}^{\Delta T}$ = effektiver Multiplikationsfaktor bei geänderter Temperatur

k_{eff}^{ref} = effektiver Multiplikationsfaktor bei Referenztemperatur

Die Temperaturkoeffizienten für die verschiedenen Materialien im Reaktor sind unterschiedlich. Sie sind in Tab. 21 für den 200MWth- und den 350MWth-Modul dargestellt.

	200 MWth-Modul	350 MWth-Modul
Brennstoff	$-4,874 \cdot 10^{-5}$	$-4,249 \cdot 10^{-5}$
Moderator	$-0,483 \cdot 10^{-5}$	$-0,542 \cdot 10^{-5}$
Reflektor	$+ 2,130 \cdot 10^{-5}$	$+ 2,509 \cdot 10^{-5}$
Brennstoff + Moderator	$-5,357 \cdot 10^{-5}$	$-4,791 \cdot 10^{-5}$
Brennstoff + Moderator + Reflektor	$-3,227 \cdot 10^{-5}$	$-2,282 \cdot 10^{-5}$

Tab. 21. Temperaturkoeffizienten bei Betriebstemperatur [°C]

Der bestimmende Anteil des totalen Temperaturkoeffizienten resultiert aus der Doppler-Verbreiterung der Resonanzen des ^{238}U . Weil die Absorption im ^{238}U beim 350MWth-Modul geringer ist als beim 200MWth-Modul (siehe Tab. 20), ist der Brennstofftemperaturkoeffizient auch entsprechend weniger negativ. Der Moderatorkoeffizient ist sehr klein, und ähnlich für den 200- und den 350MWth-Modul. Bei höherer oder niedrigerer Moderatortemperatur wird er allerdings stärker negativ. Auch ist der Moderatortemperaturkoeffizient stark abhängig vom ^{135}Xe -Pegel im Core /6/. Der Reflektortemperaturkoeffizient ist immer schwach positiv. Beim 350MWth-Modul ist er mehr positiv, weil die Mittelsäule als zusätzlicher Reflektor fungiert. Das positive Vorzeichen des Reflektorkoeffizienten hat keine sicherheitstechnische Bedeutung, weil er erst mit relativ großer Verzögerung wirksam wird. Der totale Temperaturkoeffizient ist negativ. Dies ist der Fall in allen Betriebszuständen /6/. Weil der Brennstoffkoeffizient bei beiden Modul-Versionen den überwiegenden Beitrag liefert, ist sichergestellt, daß die inhärente Rückwirkungen des Systems bei Störfällen ausreichend schnell erfolgen.

Die graphitische Mittelsäule hat einen besonderen Einfluß auf der radialen Flußverteilung. Die Flußverteilung ist in Abb. 29 dargestellt für die 4 Energiegruppen des

CITATION-Programms (Kap.4.1.1).² Für die 3 schnellen Gruppen stellt die Mittelsäule eine Senke dar, und für den thermischen Fluß eine Quelle. Der thermische Fluß ist in der Mittelsäule maximal und dort doppelt so groß wie in dem Außenreflektor. Der thermische Fluß im Corebereich weist einen starken Gradienten auf, im Gegensatz zu einem HTR mit nicht-graphitischer Mittelsäule, wo der Fluß im Core ziemlich flach ist /43/. Wegen der Absorption im Graphit ist der Fluß im Zentrum der Mittelsäule ein wenig kleiner als am Rande.

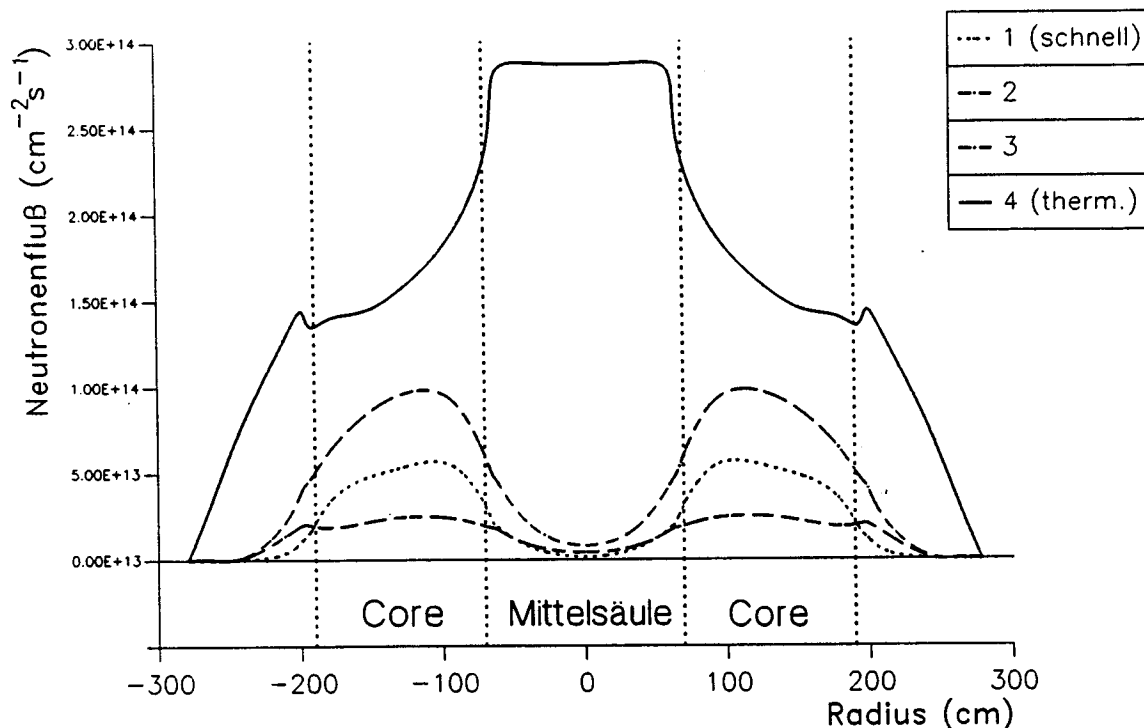


Abb. 29. 350 MWth HTR-Modul: Radiale Flußverteilung im Core und in der Mittelsäule 555cm oberhalb des Corebodens: Energieintervalle: Gruppe 1: $1,11 \leq E \leq 10$ MeV, Gruppe 2: $29,0 \text{ eV} \leq E \leq 1,11$ MeV, Gruppe 3: $1,86 \leq E \leq 29,0$ eV und Gruppe 4: $E \leq 1,86$ eV.

Wenn man sich die relative gemittelte Flußverteilung in den 4 Energiegruppen im Vergleich mit dem 200MWth-Modul anschaut, Abb. 30, wird die moderierende Wirkung der Mittelsäule merkbar. Während alle drei schnellen Energiegruppen einen kleineren

² Ein interessantes Analogon zur Mittelsäule für Graphitreaktoren findet man bei den neuesten Brennstäben für Siedewasserreaktoren. Die sog. ATRIUM-Brennelemente haben einen inneren Wasserkanal zur Verbesserung der Moderation /44/.

Anteil beim 350MWth-Modul haben als beim 200MWth-Modul, ist die thermische Gruppe 6% größer. Dies hat auch einen positiven Sicherheitseffekt, was in Kap. 5.3.3 besprochen wird.

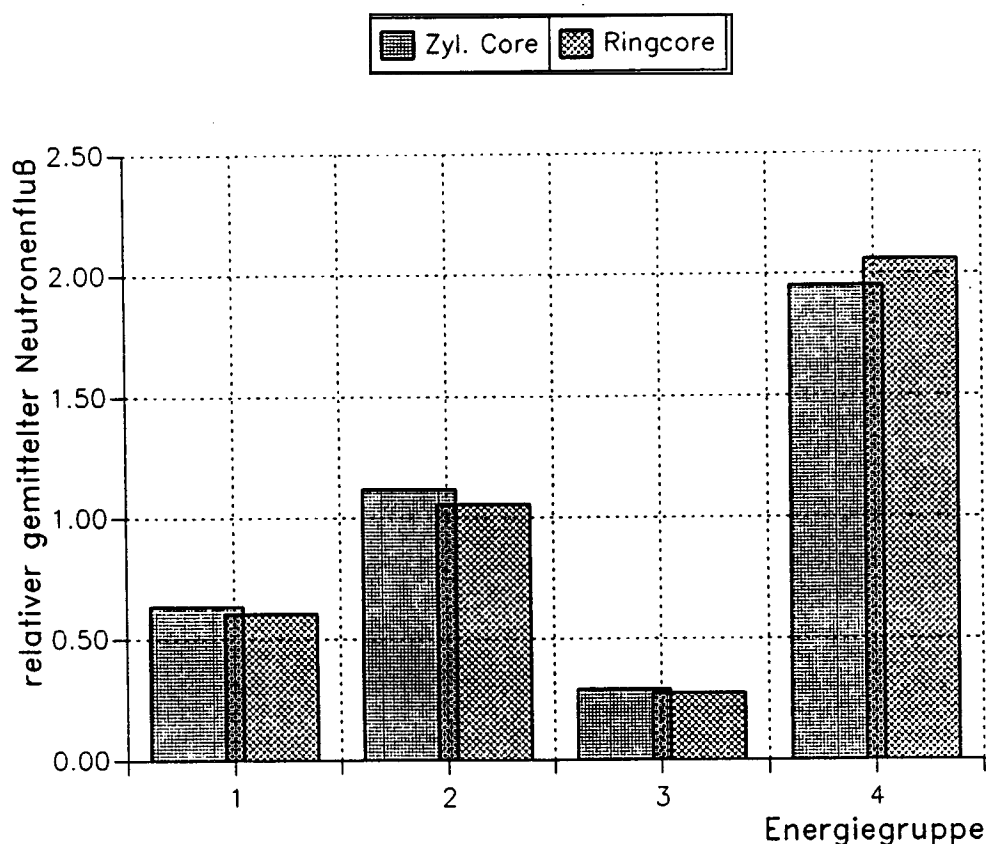


Abb. 30. Verteilung der relativen gemittelten Flußverteilung in den 4 Energiegruppen.

5.2.2 Thermohydraulische Eigenschaften

Die abflachende Wirkung der Mittelsäule auf die Feststofftemperaturen wird aus Abb. 31 klar. Trotz der höheren Leistungsdichte liegt die Maximaltemperatur an der Brennstoffoberfläche mit 801°C zwei Grad unterhalb der Maximaltemperatur beim 200MWth-Modul mit Zylindercore. Die Lage des Temperaturmaximums ist genau am Rande der Mittelsäule, am Coreboden. Hier ist die Temperatur 12°C höher als im Zentrum der Mittelsäule. Im Brennelementzentrum ist die Temperatur einige Zehn Grad höher als an der Oberfläche. Dieser Differenz beträgt 46°C an der Stelle des Temperaturmaximums, und 99°C an der Stelle des Maximums der Leistungsdichte, 494 cm oberhalb des Corebodens. Die Temperatur ist dort 553°C im Brennelementzentrum.

In Programmen wie V.S.O.P. wird als Ort der Wärmequelle immer die Position des Spaltprozesses angenommen. In Wirklichkeit entsteht ca. 10% der Wärme im

Moderator durch das Abbremsen der Neutronen und durch γ -Heating. Daher werden die Reflektoren und (falls anwesend) die Mittelsäule immer extra durch Helium-Bypassströme gekühlt. Üblicherweise wird dies erst in der Detailauslegung der Graphiteinbauten berücksichtigt.

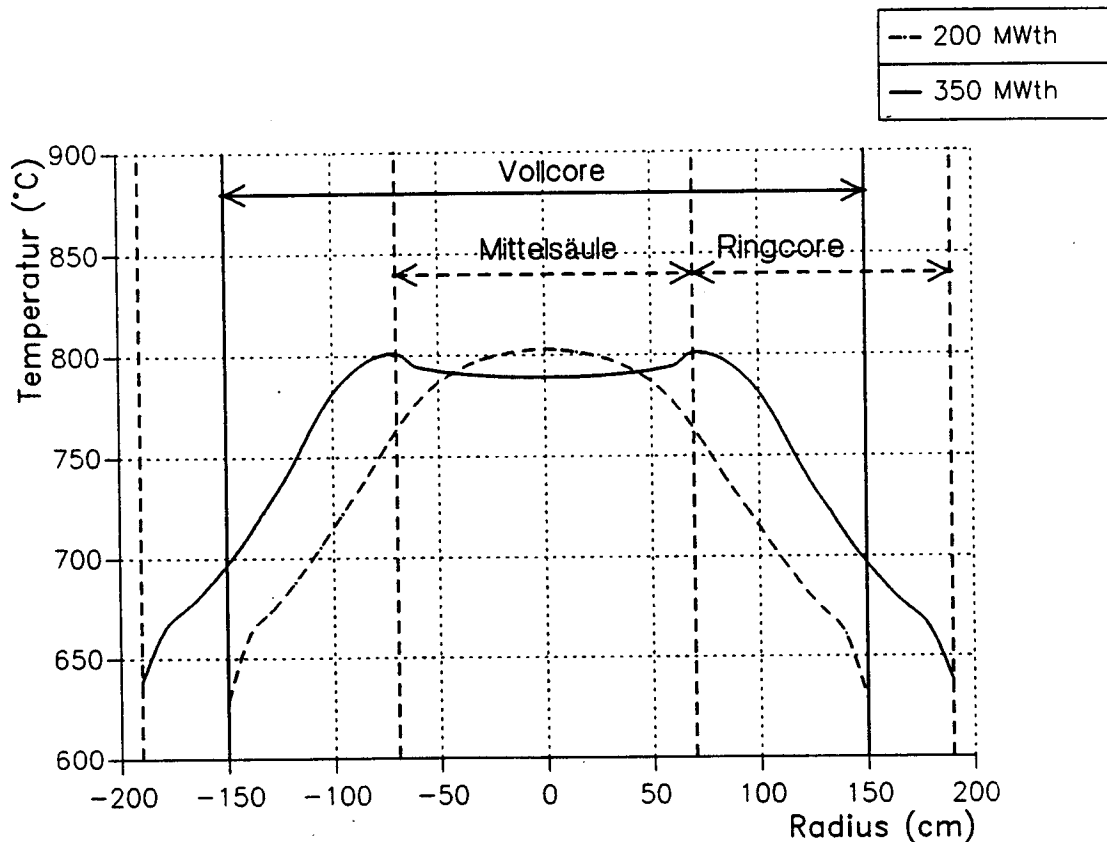


Abb. 31. Radiale Temperaturverteilung am Coreboden im Normalbetrieb im Core und Mittelsäule.

In dem Rechenmodell ist zu ersehen, daß das Reactorcore in vier volumengleiche Kanäle unterteilt ist. Abb. 32 zeigt die relative Leistungsverteilung im Core, gebildet von den integrierten Kanalleistungen, für den 350MWth- und den 200MWth-Modul. Sie ist sehr ähnlich für die beiden Konzepte.

Der Druckverlust im Reaktor (Core und Gasleitungen) ist beim 350MWth stark erhöht. Er beträgt 1,10 bar, gegenüber 0,877 bar beim 200MWth-Modul.

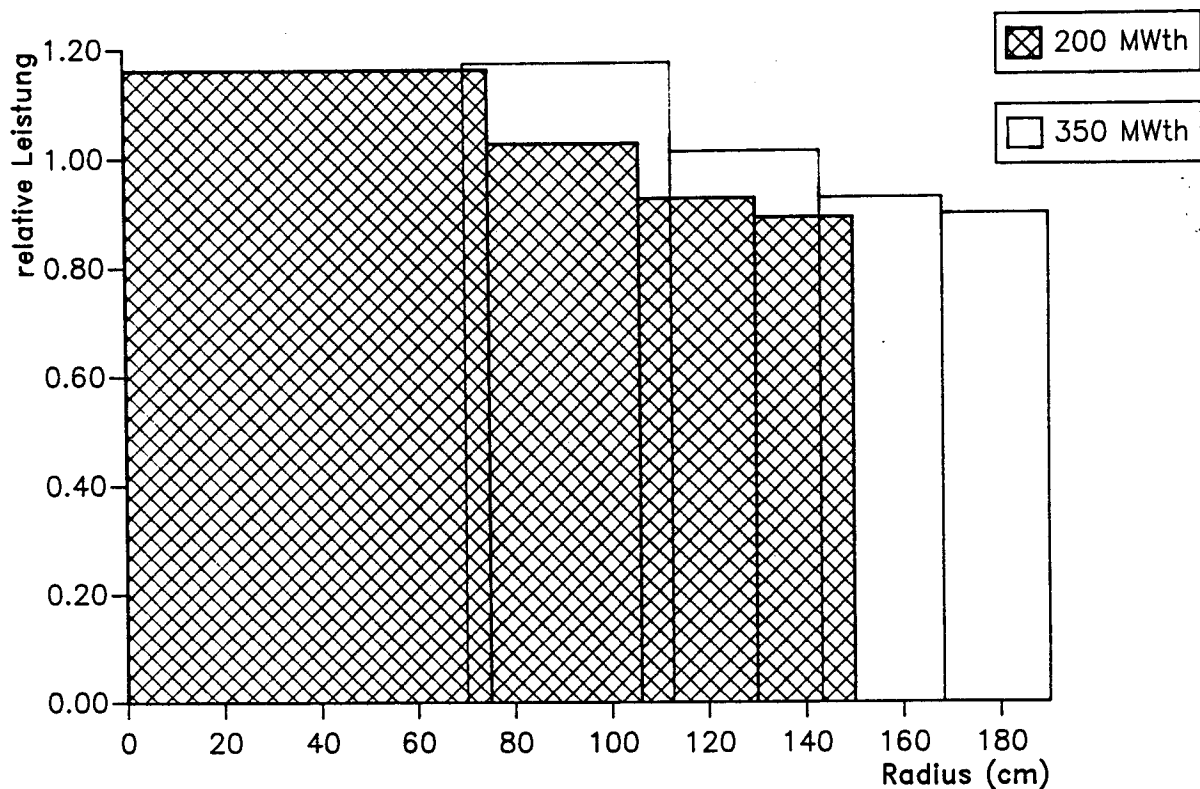


Abb. 32. Relative Verteilung der in axialer Richtung integrierten Leistungsverteilung im Core.

5.2.3 Steuerstäbe

Der 200MWth-Modul von KWU/Interatom hat 6 Steuerstäbe im Seitenreflektor. Im V.S.O.P.-Programm werden sie simuliert durch in einen 6 cm breiten Bereich im Seitenreflektor. Den sechs Stäben entspricht eine homogene Giftkonzentration von $0,1453 \cdot 10^{-5} \text{ /(barn.cm)}$. Um die Wirkung der Steuerstäbe beim Zylindercore und Ringcore zu vergleichen, wird zunächst diese Konzentration gleichgehalten. Die Reaktivitätswerte für die gesamte Corehöhe der verschiedenen Stabkonfigurationen sind in Tab. 22 dargestellt.

Die Reaktivitätskurven werden in Abb. 33 gezeigt. Auffällig ist die viel größere Wirksamkeit des Stabsystems im Ringcorereaktor als im Zylindercorereaktor. Zwischen den Wirksamkeiten der Stäbe in der Mittelsäule und im Seitenreflektor gibt es einen kleinen Unterschied. Hier heben sich zwei Effekte einander auf. Einerseits ist die Wirkung eines einzelnen Steuerstabes in der Mittelsäule größer als im Außenreflektor, wegen des größeren Neutronenflusses. Andererseits ist die integrierte Giftmenge im Außenreflektor soviel größer, daß die Stabwirksamkeit dort insgesamt ein wenig größer ist.

200MWth-Modul	4,7973 %
350MWth-Modul, nur Außenstäbe mit Innenstäben in Position "aus"	4,4682 %
350MWth-Modul, nur Innenstäbe mit Außenstäben in Position "aus"	3,9307 %
350MWth-Modul, alle Stäbe	8,8425 %
350MWth-Modul, nur Außenstäbe mit Innenstäben in Position "ein"	4,9029 %
350MWth-Modul, nur Innenstäbe mit Außenstäben in Position "ein"	4,3609 %

Tab. 22. **Reaktivitätswerte der Steuerstäbe bei Betriebstemperatur:** Innenstäbe = Stäbe in der Mittelsäule; Außenstäbe = Stäbe im Seitenreflektor.

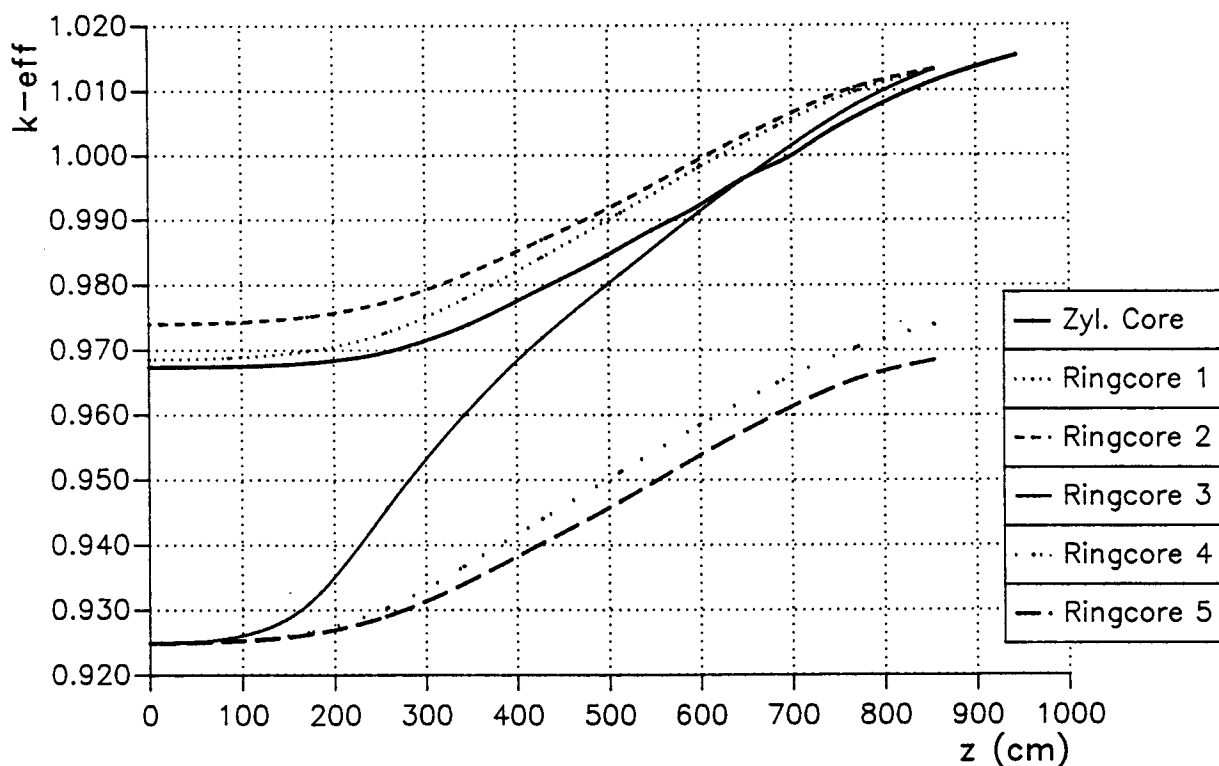


Abb. 33. **Stabreaktivitätskurven bei Betriebstemperatur:** Kurven des 350MWth Ringcorereaktors: 1: nur Außenstäbe mit Innenstäben in Position "aus", 2: nur Innenstäbe mit Außenstäben in Position "aus", 3: alle Stäbe gleichzeitig, 4: nur Außenstäbe mit Innenstäben in Position "ein", 5: nur Innenstäbe mit Außenstäben in Position "ein".

Das Abkühlen des Reaktors nach Abschalten bringt eine Reaktivitätserhöhung von 2,53 % beim Zylindercore-Modul und 0,92 % beim Ringcore-Modul mit sich. Der ^{135}Xe -Zerfall nach dem Abschalten verursacht eine zusätzliche Reaktivitätserhöhung von 3,71 % bzw. 3,45 % beim Zylindercore- bzw. Ringcore-Modul. Es muß aber berücksichtigt werden, daß die Stäbe wegen ihrer Länge nicht über der vollen Corehöhe,

sondern nur bis zu einer maximalen Einfahrtiefe einfahren können. Der Grund der beschränkten Stablänge ist, daß die Stabantriebe innerhalb des Druckbehälters angeordnet sind.³ Abb. 34 zeigt die Stabreaktivitätskurven bei 50°C und den Effekt des Xe-Zerfalls. Die Kurve des 350MWth-Moduls gilt für gleichzeitiges Einfahren aller Stäbe. Nach Abkühlung und Xe-Zerfall ist der 200MWth-(Zylindercore)-Modul mehr als 4 % überkritisch. Der 350MWth-Rincorereaktor ist dann aber noch gerade unterkritisch. Es wäre daher möglich den Reaktor bereits allein mit den Steuerstäben, also ohne den Kleinkugelabschaltseinheiten (KLAKs), auch in kalten Zustand unterkritisch zu halten. Es könnte somit auf der Einsatz dieses separaten Abschalt-systemes verzichtet werden. Natürlich muß es eine Sicherheitsmarge geschaffen werden. Sie könnte durch extra Steuerstäbe in einigen für KLAK vorgesehenen Positionen realisiert werden. In der Rechnung ist entsprechend die Giftmenge zu vergrößern. An diesem Punkt wäre eine genauere Untersuchung wünschenswert.

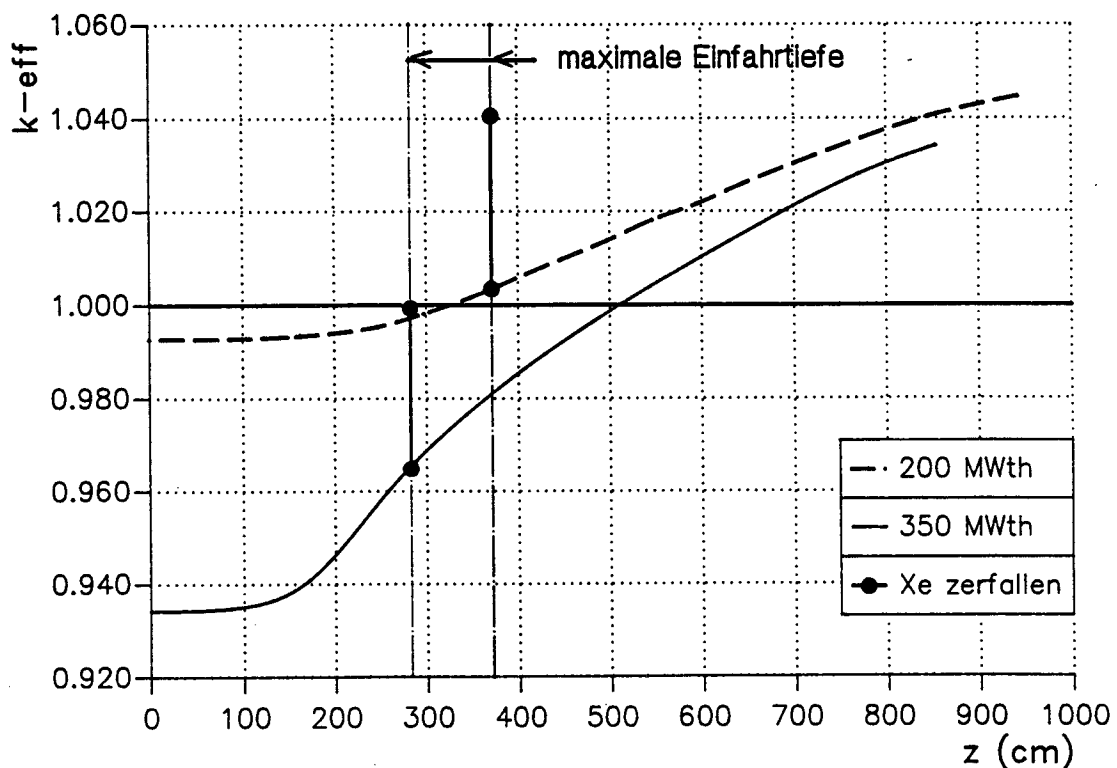


Abb. 34. Stabreaktivitätskurven bei 50°C, mit Xenoneffekt: Alle Stäbe fahren gleichzeitig ein.

³ Zum Vergleich: bei den Leichtwasserreaktoren sind die Stabantriebe oben auf oder unten an dem Druckbehälter montiert.

5.2.4 Festigkeitsüberlegungen zur Mittelsäule

Obwohl ein detaillierter Entwurf der Mittelsäule noch gemacht werden muß, können schon Aussagen gemacht werden zur Festigkeit der Mittelsäule anhand ihre geometrische Auslegung.

Die Mittelsäule wird auf mehrfältige Weise belastet. Für die Festigkeit der Mittelsäule müssen folgende Lastkomponenten betrachtet werden:

- Eigengewicht der Mittelsäule
- Querkraft durch schiefe Beladung
- Erdbeben

Die Belastung durch Differenzdehnungen zwischen den verschiedenen Graphitblöcken der Mittelsäule kann vermieden werden durch einen Bewegungsraum am Deckenreflektor (Größenordnung 2 cm) und durch genügende Beweglichkeit des Seitenreflektors, wie schon beim THTR demonstriert.

Eine Berechnung nach /45/ zeigt, daß der Lagerdruck der Mittelsäule mit $0,62 \text{ N/mm}^2$ weit unterhalb die zulässige Druckspannung von 5 N/mm^2 bleibt. Diese Belastung setzt sich zusammen aus dem Eigengewicht der Mittelsäule und der vertikalen Erdbebenbeschleunigung. Hier ist die Konzentration des Gewichts auf die 4 Füße, mit denen die Mittelsäule auf dem Bodenreflektor abstützt (siehe Abb. 26 und Abb. 27 auf Seite 54), mitberücksichtigt. Auch die Scherspannung, mit Belastungskomponenten durch mögliche schiefe Beladung und durch horizontale Erdbebenbeschleunigung kann um ein Faktor 4 unterhalb der zulässigen Grenze von 2 N/mm^2 gehalten werden. Nach /45/ ist hier das Prinzip der versetzten Graphitschichten gewählt worden, wie schon beim Seitenreflektor des AVR angewandt.

5.3 Störfallanalyse

In einer Sicherheitsanalyse sind folgende Störfälle untersucht worden:

- Druckverlust im Primärkreislauf mit anschließender Kernaufheizung,
- Ausfall des Primärkreislaufgebläses,
- Reaktivitätsanstieg nach Wassereinbruch.

Für eine Erläuterung des Druckentlastungsstörfalls wird verwiesen auf Kap. 4.2.

Der Ausfall des Gebläses wird simuliert durch ein schlagartiges Heruntersetzen der Heliummassenstrom auf 0 kg/s . Wie beim Druckentlastungsstörfall, werden die Temperaturen und die Kritikalität über 120 Stunden nach dem Störfalleintritt verfolgt.

Weil im Dampferzeuger an der Sekundärseite ein viel höherer Druck (190 bar) herrscht als an der Primärseite (70 bar), wird bei Undichtigkeiten in den

Dampferzeugerheizrohren Dampf und möglicherweise auch Wasser in die Primärseite eindringen. Hauptsächlich hat dies zwei Folgen: erstens eine Korrosion des Graphits durch eine chemische Reaktion von Kohlenstoff mit Wasser, und zweitens einen Reaktivitätseffekt durch die moderierende und absorbierende Eigenschaften des Wassers. Für die Graphitkorrosion ändert sich nicht viel beim 350MWth-Modul gegenüber dem 200MW-Referenzkonzept, und es wird auf eine Behandlung in /6/ hingewiesen. Die Mittelsäule im 350MWth-Konzept bewirkt jedoch eine Änderung des Reaktivitätseffektes. Der Wassereinbruch wird simuliert durch ein schrittweises Einführen von Wasserstoff und Sauerstoff in das Reaktorkern. Bei jedem Schritt wird der k_{eff} mit dem Programm CITATION berechnet.⁴ Eine gleichmäßige Verteilung des Wasserdampfes wird hierbei unterstellt.

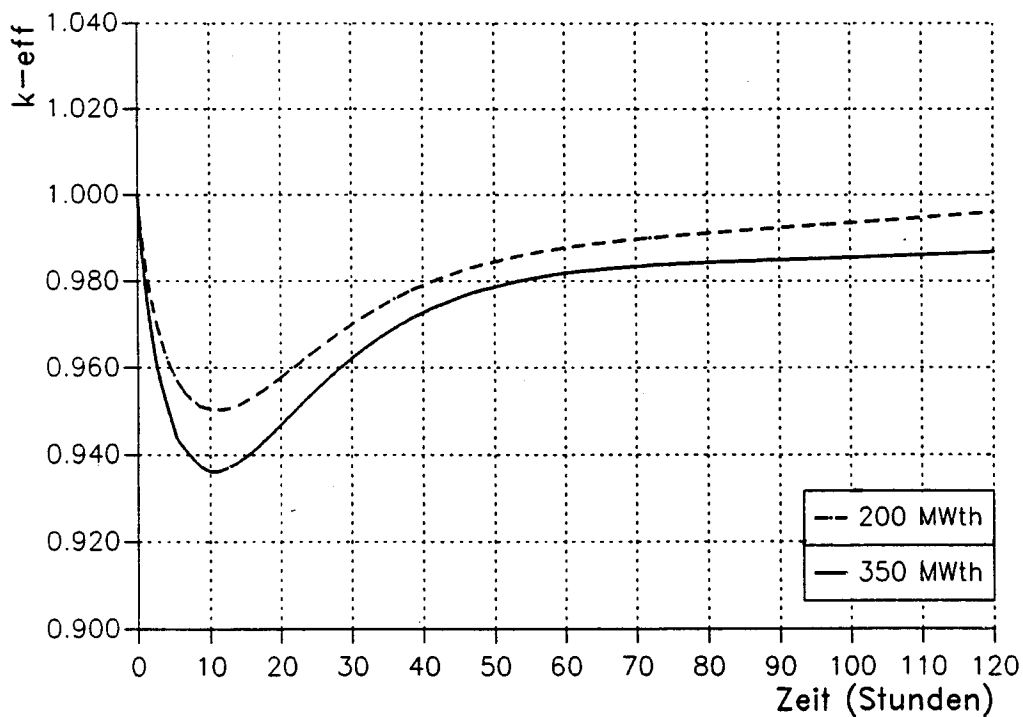


Abb. 35. Zeitverlauf der Reaktivität nach dem Druckentlastungsstörfall.

⁴ eingegliedert in V.S.O.P., siehe Abb. 48 auf Seite 91.

5.3.1 Druckentlastungsstörfall

5.3.1.1 Reaktivitätsverhalten

Nach Druckentlastung wird der Reaktor sofort unterkritisch; der effektive Multiplikationsfaktor k_{eff} erreicht nach 12 Stunden ein Minimum. Wegen der höheren mittleren Temperatur ist dieser Minimalwert beim 350MWth-Modul 1,38 Prozentpunkte niedriger als beim originalen 200MWth-Modul, und beträgt 0,9367. Danach steigt k_{eff} wieder an, aber langsamer als beim 200MWth-Modul, was auf eine langsamere Freisetzung der gespeicherten Wärme durch die Mittelsäule zurückzuführen ist. Den Zeitverlauf von k_{eff} zeigt Abb. 35.

5.3.1.2 Temperaturverhalten

Die Nachwärmeleistung nach Abschalten des Reaktors beim Druckentlastungsstörfall wird der Berechnung der Temperaturtransienten zugrundegelegt. Sie ist aufgezeichnet in Abb. 36. Abb. 37 zeigt wo im Reaktor die Nachwärme im Laufe der Zeit abgespeichert wird, und wieviel vom Reaktordruckbehälter abgestrahlt wird. Während den ersten zehn Stunden wird die Nachwärme fast ausschließlich in den Brennelementen, im Reflektor und in der Mittelsäule abgespeichert. Nachher wird immer mehr Wärme von dem Behälter abgestrahlt. Die abgespeicherte Wärmemenge im Reaktor steigt aber auch weiter, bis zu einem Maximum von 97,6 MWh nach 112 Stunden. Hiervon wird 60% im Reflektor und in der Mittelsäule abgespeichert. Wenn man dies mit dem 200MWth-Modul, Abb. 38 vergleicht, fällt auf, daß pro MW Reaktorleistung weniger Nachwärme produziert wird. Dieses erklärt sich daraus, daß aufgrund der höheren Leistungsdichte das spezifische Spaltprodukt-Inventar geringer ist. Weiterhin ist die maxi-

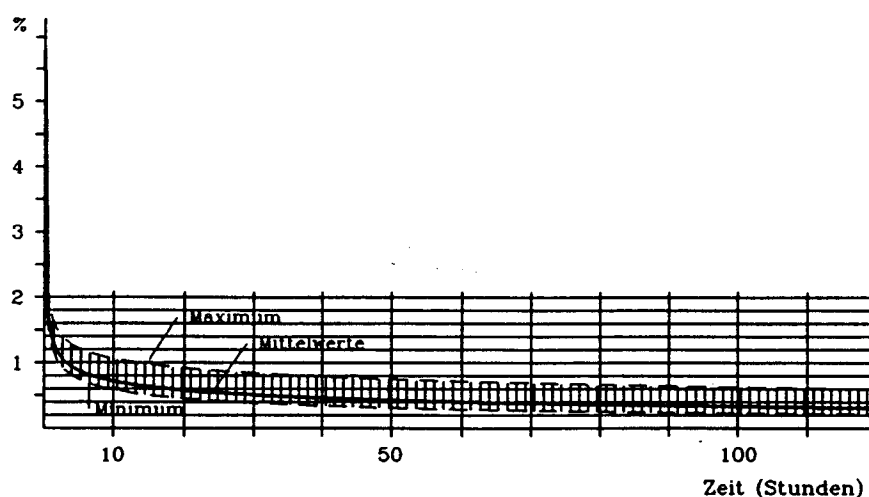


Abb. 36. Relative Nachwärmeleistung des 350MWth-Moduls als Funktion der Zeit.

mal abgespeicherte Wärmemenge beim 200MWth-Modul nur 49,5 MWh, nach 88 Stunden. Dies erklärt sich durch die geringere Nachwärmeleistung und die Abwesenheit der Mittelsäule. Dies ist aber genau wie beim 350MWth-Modul 52% der integrierten Nachwärme. Von dieser Wärmemenge wird ein kleinerer Teil, 55%, der Nachwärme im Reflektor abgespeichert.

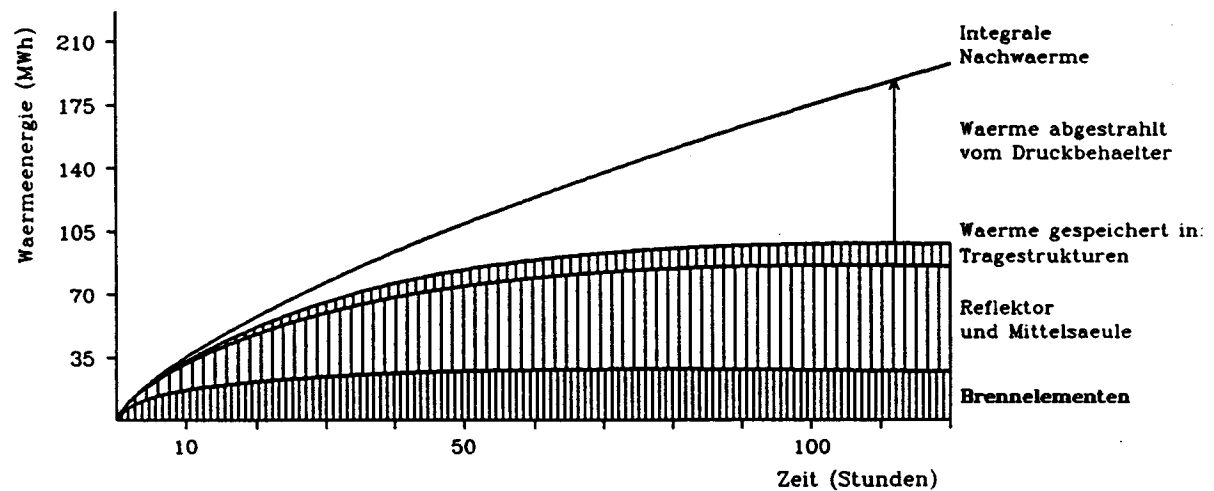


Abb. 37. Speicherung und Abstrahlung der Nachwärme des 350MWth-Moduls als Funktion der Zeit.

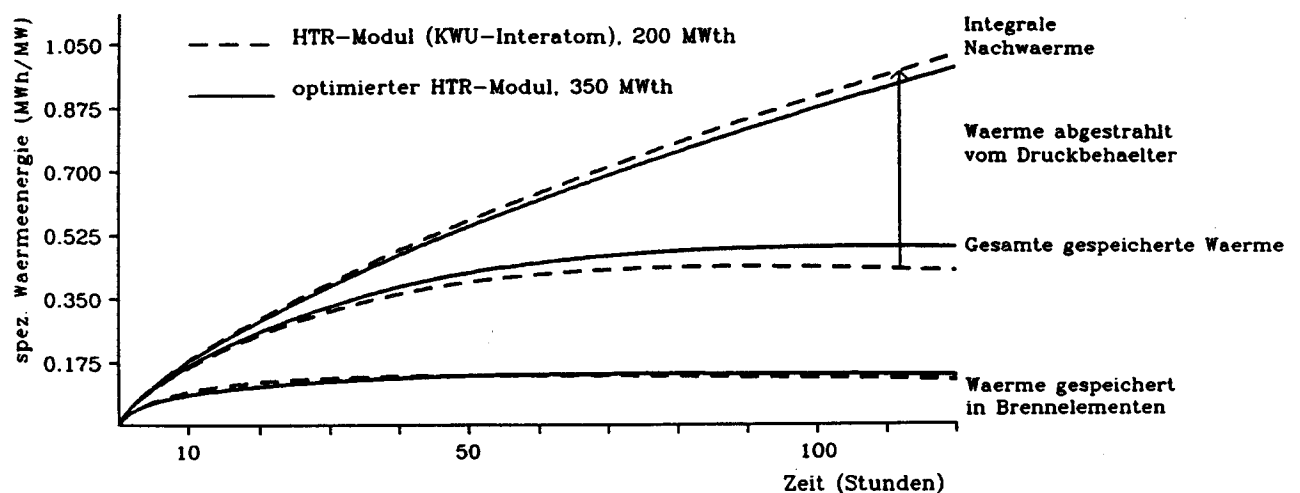


Abb. 38. Speicherung und Abstrahlung der Nachwärme des 350MWth- und des 200MWth-Moduls als Funktion der Zeit.

Abb. 39 zeigt das Temperaturverhalten als Funktion der Zeit der beiden Modul-Versionen. Vor allem fällt die größere Trägheit des 350MWth-Moduls auf. Für ihn wird nach 64 Stunden eine Maximaltemperatur von 1569°C erreicht, während der 200MWth-Modul sein Maximum von 1457°C schon nach 30 Stunden erreicht. Der Druckbehälter heizt sehr langsam auf. Erst nach 4,3 Tage (104 St.) erreicht er einen maximalen Temperaturwert von 445°C, was 73° heißer als beim 200MWth-Modul ist.

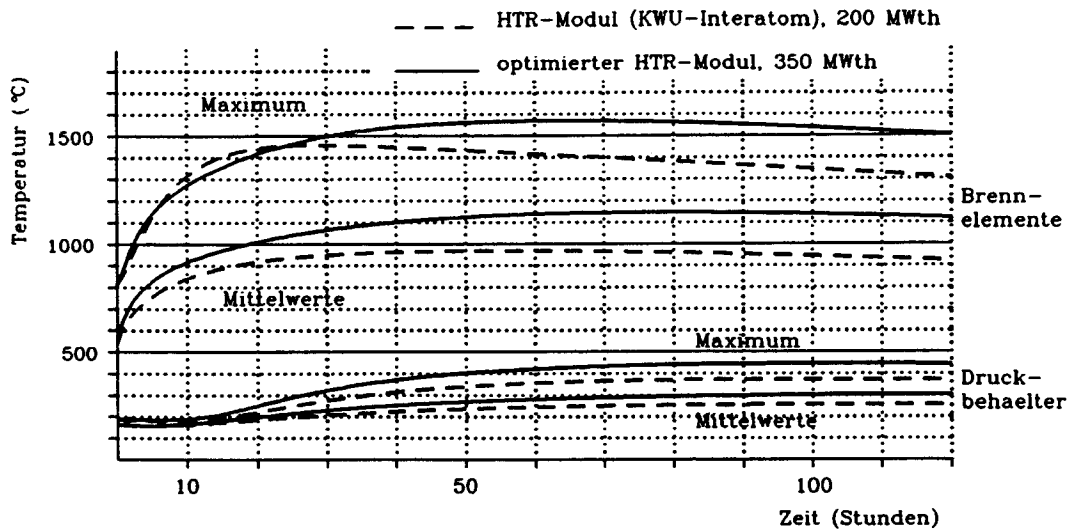


Abb. 39. Temperaturen der Brennelemente und des Druckbehälters des 350MWth- und 200MWth-Moduls als Funktion der Zeit nach Druckentlastungsstörfall.

Die ortsabhängige Temperaturverteilung im Core und in der Mittelsäule wird von Abb. 40 und Abb. 41 dargestellt und mit der Verteilung im Normalbetrieb verglichen. Die Kurven für den Druckentlastungsstörfall gelten immer zu dem Zeitpunkt und an dem Schnitt, wo die Maximaltemperatur auftritt. Die abflachende Wirkung der Mittelsäule auf der Temperaturverteilung wird ausgenutzt, um immer und überall unterhalb der Grenztemperatur von 1600°C zu bleiben. Aus der axialen Temperaturverteilung zeigt sich, daß die Lage des Temperaturmaximums sich vom Coreboden, auf der Grenze mit dem Bodenreflektor, nach der Mitte hin verschiebt. Abb. 42 zeigt außer dieser axialen auch die radiale Verschiebung der Lage des Temperaturmaximums.

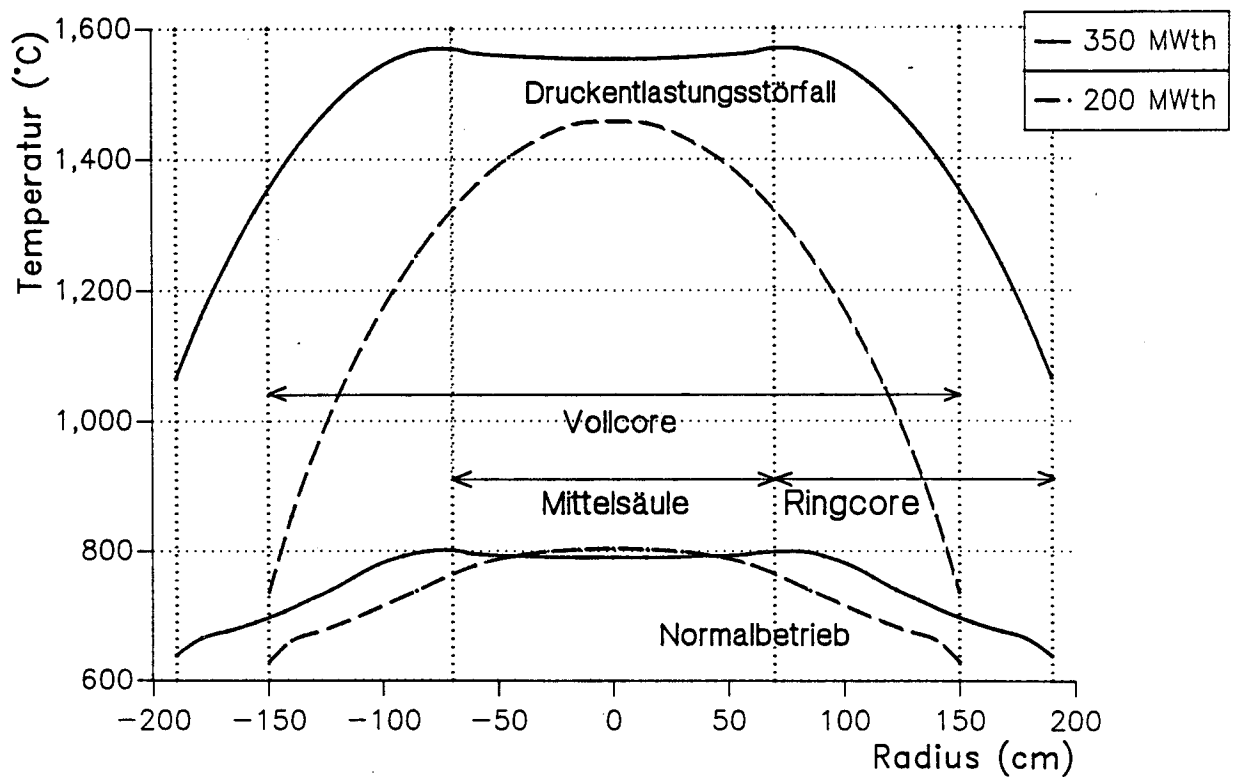


Abb. 40. Radiale Temperaturverteilung im Core und in der Mittelsäule im Normalbetrieb und Druckentlastungsstörfall: Die Kurven des Normalbetriebs gelten am Coreboden, auf der Grenze zum Bodenreflektor. Die Kurven des Druckentlastungsstörfalls gelten für den 200MWth-Modul 30 Stunden nach dem Störfallzeitpunkt am Schnitt 496 cm oberhalb des Bodenreflektors, und für den 350MWth-Modul nach 64 Stunden am Schnitt 404 cm oberhalb des Bodenreflektors.

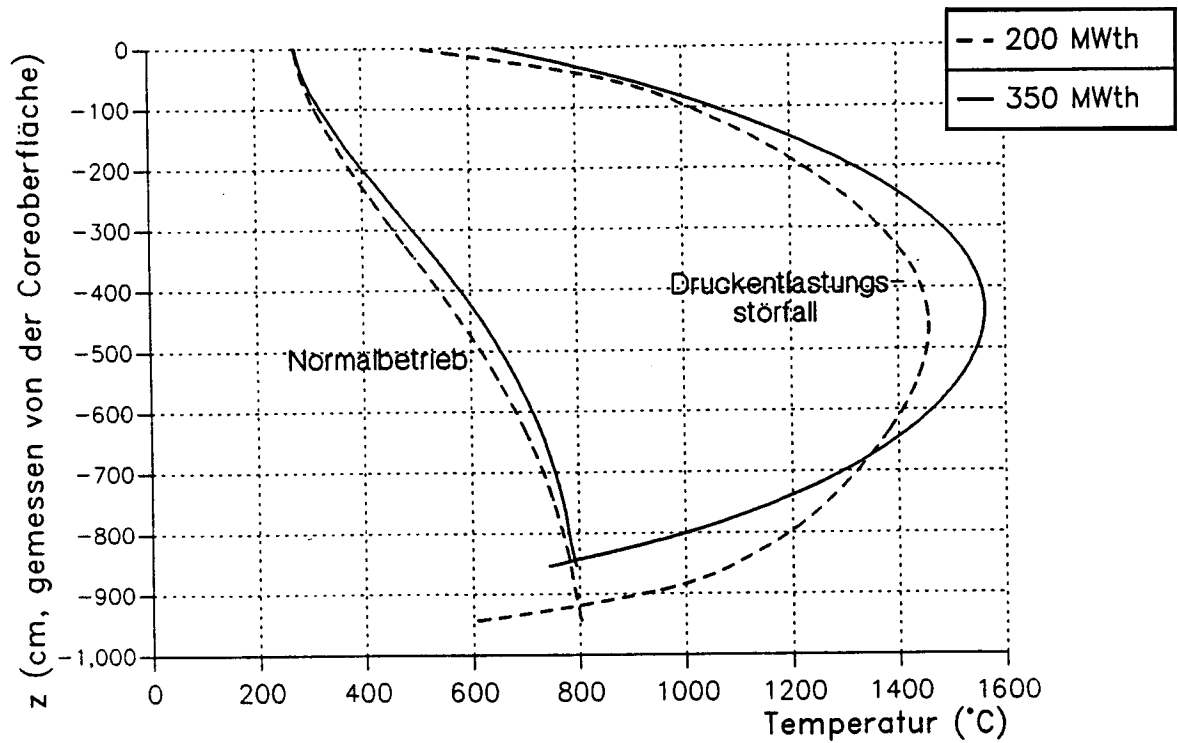


Abb. 41. Axiale Temperaturverteilung im Core und in der Mittelsäule im Normalbetrieb und Druckentlastungsstörfall: Die Kurven gelten für den 200MWth-Modul 30 Stunden nach dem Störfallzeitpunkt auf der Coreachse, und für den 350MWth-Modul nach 64 Stunden am Rand von Core und Mittelsäule.

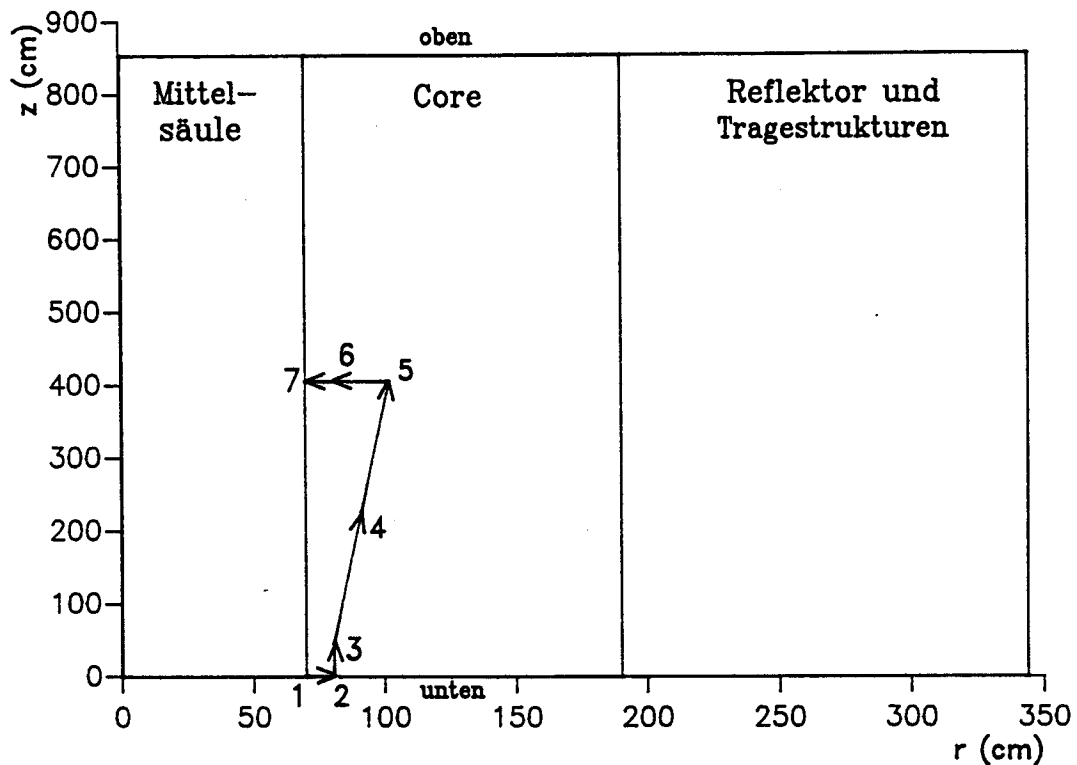


Abb. 42. Räumliche Verschiebung des Temperaturmaximums nach dem Druckentlastungsstörfall:

Nummer	Zeitpunkt (h)	z-Koordinate (cm)	r-Koordinate (cm)	Temperatur (°C)
1	0	853,52	69,80	801,0
2	0,033	853,52	80,5	812,2
3	0,3	808,6	80,5	829,4
4	1	628,91	91,2	890,0
5	9	449,22	101,9	1250,3
6	48	449,22	80,5	1557,3
7	64	449,22	69,8	1568,9
	120	449,22	69,8	1502,9

Das Aufheizen der Tragestrukturen um das Reaktorcore geht aus Abb. 43 hervor. Für Normalbetrieb und 8 Zeitpunkte nach Störfalleintritt ist die radiale Temperaturverteilung vom Zentrum der Mittelsäule bis zur Primärzelle aufgezeichnet. Zu sehen ist, daß in der ersten Stunde nach der Druckentlastung fast nur die Brennelemente aufheizen. Der Druckbehälter behält seine Normalbetriebstemperatur bis zu neun Stunden nach dem Störfall, wie auch schon im Abb. 39 zu sehen war. Nach 64 Stunden kühlen das

Core und die Mittelsäule schon wieder ab, während sich die Strukturen außerhalb des Cores noch weiter aufheizen.

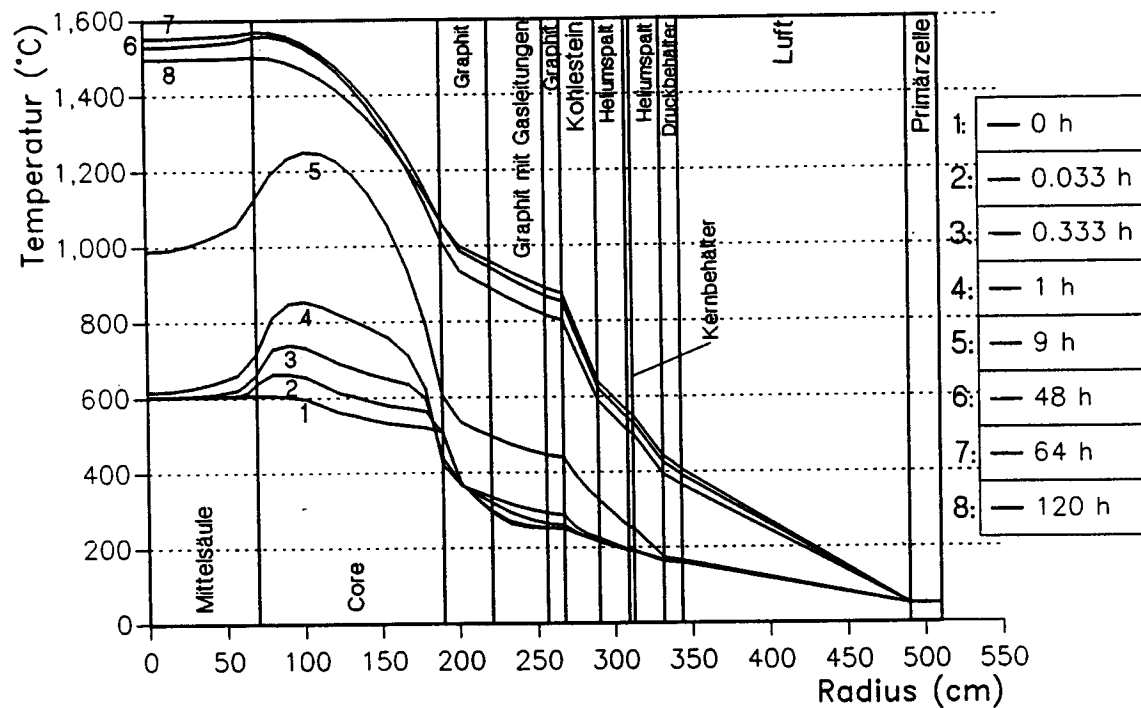


Abb. 43. Radiale Temperaturverteilung zu verschiedenen Zeitpunkten nach Druckentlastungsstörfall.

Nur ein sehr kleiner Teil des Cores des 200MWth-Moduls (2%) erreicht eine Temperatur oberhalb 1400°C, wie aus Abb. 44 hervorgeht. Beim 350MWth-Modul ist dieser Volumenanteil erheblich größer, weil es entsprechend mehr Nachwärme abzuspeichern gibt. Allerdings bleibt hier auch mehr als 80% des Cores kühler als 1400°C während der ganzen Zeit nach dem Druckentlastungsstörfall.

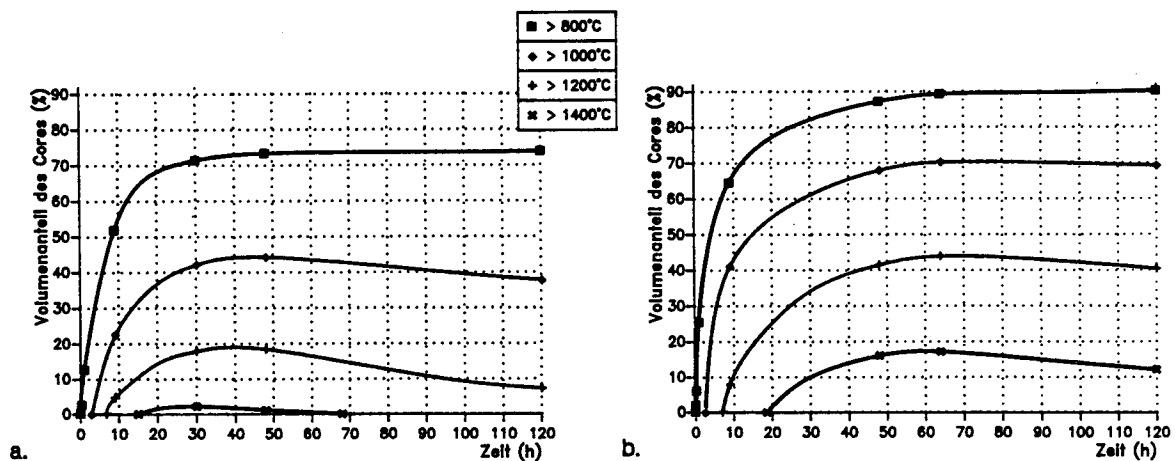


Abb. 44. Volumenanteile des Cores bei bestimmten Temperaturen.: a. 200MWth-Modul, b. 350MWth-Modul.

5.3.2 Ausfall des Primärkreisgebläses

Abb. 45 zeigt den zeitlichen Temperaturverlauf nach Ausfall des Primärkreislaufgebläses. Die beiden Modulversionen zeigen ein Temperaturmaximum nach 4 Stunden auf. Auffällig ist aber, daß die Temperatur des 350MWth-Moduls nachher noch weiter ansteigt, bis 1093°C nach 88 Stunden, während die Temperatur des 200MWth-Moduls nur absinkt. Der Temperaturanstieg hat keine sicherheitstechnische Bedeutung, weil alle Temperaturen immer um mehr als 500° unterhalb der 1600°C-Grenze bleiben.

Von der Nachwärme wird im Vergleich mit dem Druckentlastungsstörfall ein größerer Teil im Reflektor und in der Mittelsäule abgespeichert, und viel weniger in den Brennelementen. Wie beim Druckentlastungsstörfall wird nach 112 Stunden eine maximale Wärmemenge von 95,3 MWh im Reaktor abgespeichert, davon 68% im Reflektor mit Mittelsäule und 15% in den Brennelementen (zum Vergleich: beim Druckentlastungsstörfall wurden 60% im Reflektor mit Mittelsäule abgespeichert und 28% in den Brennelementen).

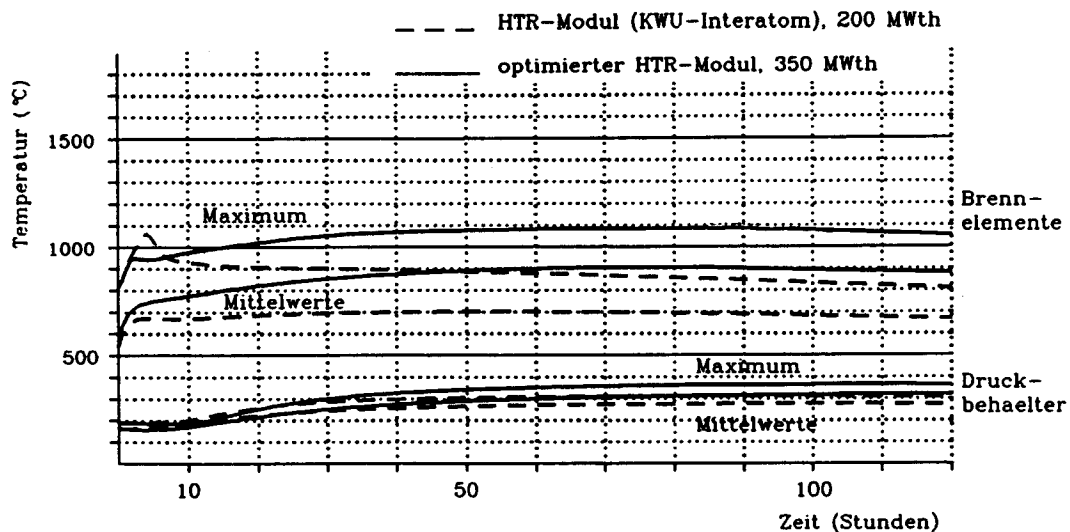


Abb. 45. Temperaturen der Brennelemente und des Druckbehälters des 350MWth- und 200MWth-Moduls als Funktion der Zeit nach Gebläseausfall: Die maximale Temperatur beim 350MWth-Modul beträgt 1093°C und wird nach 88 Stunden erreicht, und beim 200MWth-Modul 1062°C nach 4 Stunden erreicht.

Nicht alle Teile des Reaktors bleiben immer kühler als beim Druckentlastungsstörfall. Der bessere Wärmetransport findet nicht nur nach außen statt, sondern auch nach oben, z.B. zum Ort, wo sich die Steuerstabantriebe befinden. Der Boden des Raumes, wo sich die Antriebe befinden (3,75m oberhalb der Coreoberfläche), wird beim 350MWth-Ringcore-Modul in 120 Stunden um 232 °C bis auf 418°C aufgeheizt. Diese Stelle bleibt beim 200MWth-Modul um 99°C kühler.

5.3.3 Reaktivitätsverhalten bei Wassereinbruch

Der Reaktivitätsänderung nach Wassereinbruch als Funktion der eingebrochenen Wassermenge ist wegen der Untermoderation des HTR-Moduls bis zu einer bestimmten Menge Wasser positiv und ansteigend, wie in Abb. 46 zu sehen ist. Wenn noch mehr Wasser ins Core gelangt, wird der positive Effekt geringer, weil die neutronenabsorbierende Wirkung des Wassers wichtiger als die Verbesserung der Moderation wird. Eine weitergehende theoretische Behandlung ist in /34/ zu finden.

Bei dem von KWU/Interatom geschilderten Störfallablauf /6/ wird von einem Rohrbruch im Dampferzeuger (2F-Bruch) ausgegangen. Es gelangen maximal 5,3 kg/s Wasser und Dampf in den Primärkreis, bis über eine Feuchtedetektion die Absperrarmaturen des Dampferzeugers geschlossen werden und der Dampferzeuger entlastet und entleert wird. Bis die Armaturen geschlossen sind, kann maximal 600 kg Wasser und Dampf in den Primärkreis eindringen, wovon angenommen wird, daß 10% ins Core gelangen. Diese 60 kg bewirken beim 200MWth-Modul eine Reaktivitätserhöhung von 0,49%.

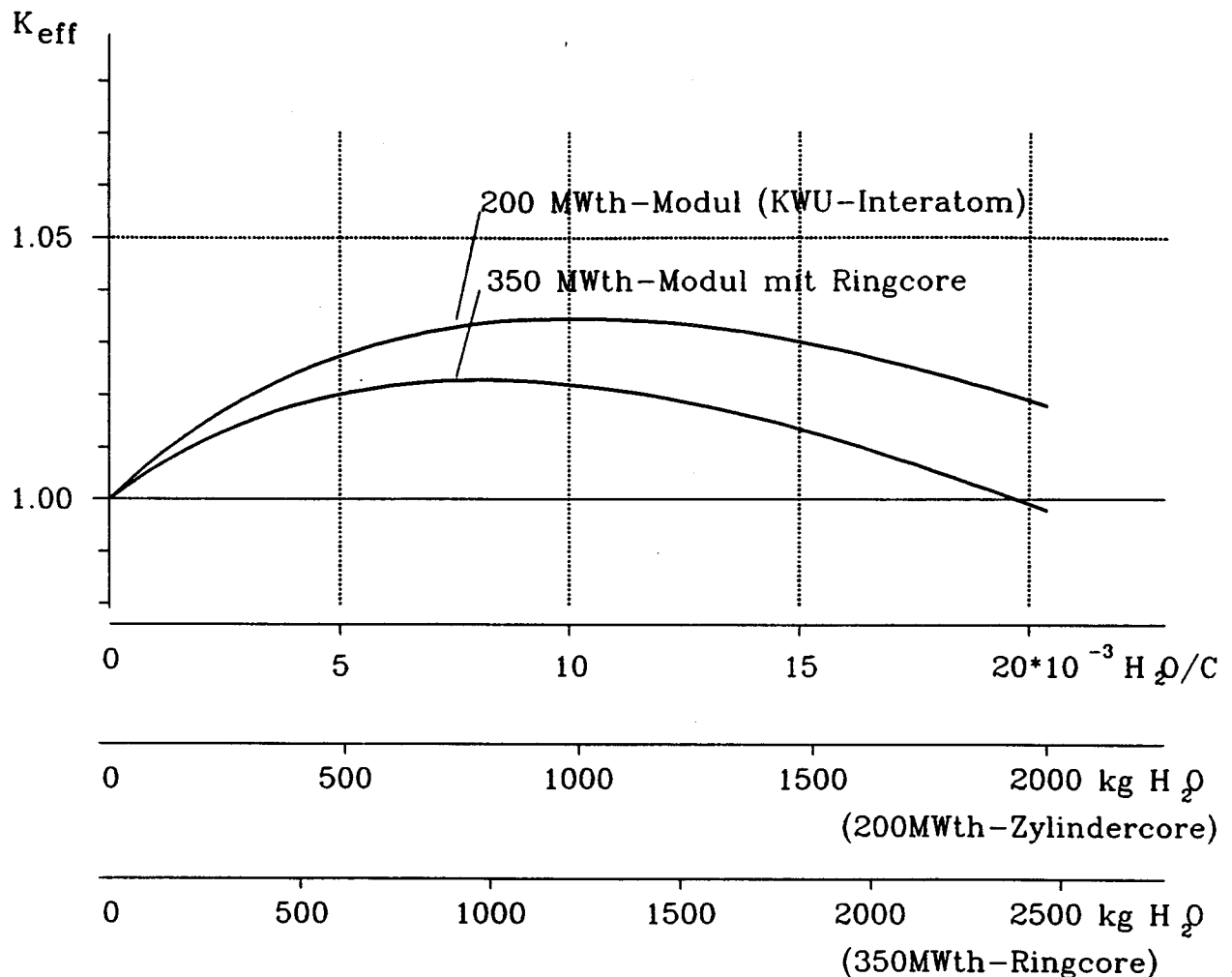


Abb. 46. Effektiver Multiplikationsfaktor als Funktion des Verhältnisses der eingebrochenen Wassermenge und des anwesenden Graphits.

Für den 350MWth-Modul kann von der gleichen Wassermenge ausgegangen werden. Diese bewirkt aus zwei Gründen eine günstigere Reaktivitätsänderung von 0,30%. Erstens sorgt der Graphit in der Mittelsäule für eine bessere Moderation. Somit ist das Core weniger untermoderiert. Zweitens ist das Corevolumen größer, so daß das H_2O/C -Verhältnis geringer ist.

Wegen der Druckdifferenz zwischen Primär- und Sekundärkreis steigt der Primärdruck nach dem Wassereinbruch an. Bei einem Druck von 69 bzw. 72,5 bar, d.h. nach Einbruch von 454 kg Wasser im Core, öffnen sich beim 200 MWth-Modul die Ventile der zwei Stränge des Abblasesystems [6]. Beim 350MWth-Modul sind diese Werte auf 79 bzw. 82,5 bar angesetzt, dies entspricht eine Wassermenge von 516 kg. Beim Öffnen des Ventils mit dem höchsten Ansprechdruck betragen die Reaktivitätswerte 2,55 bzw. 1,82%. Bei Fortsetzung der Wasserzufuhr entweicht ein Dampf-Helium-Gemisch, bis das Helium vollständig durch Wasserdampf ersetzt worden ist. Der Realisation der noch weiteren Wasserzufuhr ist nur vorstellbar wenn man einen Versagen des Abblasesystems annimmt, weil der Partialdruck des Dampfes den Grenzdruck dieses Systems über-

schreitet. Der maximale k_{eff} -Wert wird bei einem $\text{H}_2\text{O}/\text{C}$ -Verhältnis von 0,010 erreicht. Für den 350MWth-Modul beträgt im Maximum $k_{\text{eff}} = 1,0216$, 1,24 Prozentpunkte weniger als für den 200MWth-Modul. Bei einem $\text{H}_2\text{O}/\text{C}$ -Verhältnis von 0,0198 (= 2400 kg eingebrochenes Wasser) wird der Wassereffekt beim 350MWth-Modul sogar negativ.

Die beschriebene Verminderung des positiven Reaktivitätseffekts bei Wassereinbruch hat sich als Nebeneffekt der Leistungsmaximierung ergeben. Eine gezielte Verminderung des positiven Effektes bis zu fast Null ist durch eine Änderung der Brennelementzufuhr zu erreichen [34]. Es werden teilweise reine Graphitkugeln zugemischt, und die Anreicherung wird leicht erhöht.

5.4 Kostenersparnisse durch Anwendung des 350MWth-Konzepts

Wie in Kap. 2 wird von einem 4-Modulkraftwerk zu reiner Stromerzeugung ausgegangen. Bei Anwendung des 350MWth-Moduls beträgt die elektrische Leistung 550 MWe.

Die gesamten Investitionskosten werden durch die Leistungserhöhung ansteigen. Diese Kostensteigerung ergibt sich zum größten Teil am Nuklearteil wegen der größeren Materialmengen und der größeren Kompliziertheit. Tab. 23 zeigt eine grobe Aufschlüsselung der Investitionskosten an Hand der Annahmen in Kap. 2.

	mit 200MWth-Modulen	mit 350MWth-Modulen
Bautechnische Anlagen	322	340
Sekundärkreislauf	182	286
Nukleare Anlage	600	757
Elektro- und Leittechnik	258	415
Gesamtprojekt, Abwicklung, Baustelle, Ausbildung, Inbetriebnahme	353	353
Summe	1715	2152

Tab. 23. Anlagenschätzkosten einer 4-Modul-Anlage mit 200MWth-Modulen bzw. 350MWth-Modulen in Millionen DM (Kostenbasis 1991).

Die spezifische Investitionskosten des Kraftwerks mit 350MWth-Modulen sind niedriger, und zwar betragen sie 3906 DM/kWe gegenüber 5444 DM/kWe für den 200MWth-Modul. Dies entspricht eine Senkung von 28%.

Die Stromerzeugungskosten werden auch entsprechend gesenkt, weil die Leistungsvermehrung viel stärker wirkt als die Investitionskostenenerhöhung. Mit den Daten aus Kap. 2 ergibt sich für das 550MWe-Kraftwerk einen Stromerzeugungspreis von 15,7 Pf/kWh, der ist zu vergleichen mit 19,3 Pf/kWh für das 315MWe-Kraftwerk. Die Stromerzeugungskosten wurden somit um 19% gesenkt.

6.0 Zusammenfassung und Schlußfolgerungen

Reaktoren kleiner Leistung sind in Hinblick auf die spezifischen Kosten im Nachteil gegenüber großen Reaktoren. In dieser Studie wurde für den HTR-Modul untersucht, wie die spezifischen Investitionskosten und daher auch die Stromerzeugungskosten zu senken wären durch Modifikation der Auslegung des Reaktors und der Kraftwerksanlage. Diese Modifikationen sind in zwei Hauptgruppen zu unterteilen, einerseits in Investitionskostenensenkungen des Kraftwerks und andererseits in eine Erhöhung der thermischen Leistung des Reaktors.

6.1 Investitionskostenenkung

Es wurde analysiert, wie die Investitionskosten eines Kraftwerks mit 4 HTR-Modulen zur reinen Stromerzeugung gesenkt werden könnten. Mit einem Ersatz des dickwandigen Reaktorgebäudes durch eine "Sekundärzelle", d.h. eine flugzeugabsturz sichere Schutzumbauung, die die Primärzellen eng umschließt (Abb. 10 auf Seite 20), ist nur eine kleine Investitionskostenenkung verbunden (3%). Wegen einiger Nachteile, wie z.B. schlechterer Zugänglichkeit, ist diese Option nicht sehr attraktiv. Ein dichteres Aneinanderbauen der Module durch Änderung der Primärzellenbauweise (Abb. 11 auf Seite 22) bringt durch eine erhebliche Bauteilkostenminderung bis zu 4% Kostenersparnis mit sich. Eine integrierte Bauweise des Cores und der Dampferzeuger in einem Behälter (Abb. 13 auf Seite 24) senkt zwar die Bauteilkosten durch den kleineren Platzbedarf, aber eine Nuklearteilkostensteigerung hebt diese Minderung fast wieder auf. Nur kombiniert mit der Anordnung von mehreren Modulen in einer Primärzelle können die Investitionskosten des Kraftwerks 6% gesenkt werden. Eine sternförmige Anordnung von 4 Modulreaktoren mit den Dampferzeugern in einem Behälter (Abb. 14 auf Seite 26) ist sowohl kostengünstiger im Nuklearteil, wegen der kleineren Behälteranzahl, als auch im Bauteil, wegen der kompakteren Bauweise. Wenn die Gebäudeanordnung von KWU/Interatom beibehalten wird, könnte eine Kostenenkung von 8% erreicht werden. Wenn man die Dampferzeuger- und Reaktordruckbehälter auf gleicher Höhe anordnet, wie beim o.g. 4-Modulkonzept, sollte die Kugelabzugseinrichtung wegen der Bauhöheersparnis auch modifiziert werden. Die Brennelemente werden dann nicht mehr unten sondern seitlich aus dem Behälter weggezogen. Versuche, eine Ersparnis durch Modifikation von Einzelkomponenten wie z.B. der Gasreinigungsanlage zu erreichen, haben wenig Erfolg, weil diese Komponenten immer einen sehr geringen Teil des Gesamtpreises betragen. Insgesamt kann man schließen, daß mit diesen Modifikationen nur kleine Senkungen der Investitionskosten (und damit der Stromerzeugungskosten) verbunden sind.

Am Sekundärteil ist die Wahl der Turbinenzahl offen. Mit steigender Anzahl steigen die Investitionskosten und die Verfügbarkeit. Durch die Wahl von vier kleineren Turbinen statt einer großen wären die Stromerzeugungskosten 2% zu senken. Der Ersatz der Dampfturbine durch eine Gasturbine (Abb. 18 auf Seite 34) hat nach Lidsky /32/ ein großes Potential zur Kostenersparnis. Diese Entwicklung steckt aber noch in den Anfängen, und bis zu einem entgeltigen Konzept sind noch starke Anpassungen nötig.

6.2 Leistungserhöhung

Die Leistungserhöhung bietet ein erheblich größeres Potential zur Stromerzeugungskostensenkung. Verschiedene Modifikationen des Reaktorcores und des Primärsystems wurden untersucht. Die maximal erreichbare Leistungserhöhung hängt ab von der Wahl der Sicherheitsmargen, mit denen die Temperaturen im Reaktor berechnet werden. Bei den Studien zur Leistungsdichteerhöhung und zur Zweizonenbeschickung wurde mit Nominalwerten, d.h. ohne Sicherheitsmargen gerechnet. Es wurde die Reaktorleistung ermittelt, bei der die maximal erreichbare Temperatur nach dem Störfall mit der größten Kernaufheizungsspanne (Druckentlastungsstörfall) gerade 1600°C beträgt. Durch Leistungsdichteerhöhung wurde auf diese Weise eine Leistung von 273 MW erreicht, und hiermit ist eine Kostensenkung einer 4-Modulanlage von 20% verbunden. Durch Anwendung der Zweizonenbeschickung ist eine zusätzliche Erhöhung um 16MW zu gewinnen (insgesamt 23% Kostenersparnis).

Durch Konzentrierung der Leistungserzeugung auf einen ringförmigen Corebereich rundum einer Mittelsäule aus Graphit (ohne Brennstoff) wird die maximale Störfalltemperatur gesenkt, der Coredruckverlust jedoch gesteigert. So gibt es eine optimale Ringdicke, bei der ein gerade noch zulässiger Coredruckverlust besteht. Diese, und damit die maximal erreichbare Coreleistung, hängt auch von der Corehöhe, dem Coreaußendurchmesser und der Leistungsdichte ab. Eine Coregeometrie, ausgelegt nach bestimmten ausgewählten Randbedingungen, ist detailliert ausgearbeitet worden (siehe unten). Die Beschränkung des maximalen Druckverlusts kann durch der Wahl einer Auslegung mit mehreren Gebläsen umgangen werden. Weil dies mit einer Investitionskostensteigerung verbunden ist, sollte man nicht mehr als zwei Gebläse wählen. Die Auslegung mit zwei Gebläsen und Dampferzeugern bewirkt eine spezifische Investitionskostensenkung von 7% gegenüber der KWU/Interatom-Auslegung mit einem einzigen Gebläse und einem Dampferzeuger. Eine weitere Leistungserhöhung wäre auch zu erreichen durch eine einfache Vergrößerung des Durchmessers der Mittelsäule und des Reaktordruckbehälters. Es muß dann allerdings ein anderes Konzept für den Druckbehälter, z. B. ein vorgespannter Stahlgußbehälter, gewählt werden.

6.3 Ein HTR-Modul mit maximierter Leistung: der 350MWth-Ringcore-Modul.

Die Leistung des HTR-Moduls wurde durch Einführung einer Graphit-Mittelsäule gesteigert. Dabei wurden folgende Randbedingungen eingehalten:

- Begrenzung der maximalen Coretemperatur in Störfällen auf unterhalb 1600°C , damit die coated particles in den Brennelementen nicht beschädigt werden,
- Benutzung bewährter Druckbehältertechnologie des LWR,
- Helium-Druckverlust im Primärkreis begrenzt auf 1,5 bar, damit ein einstufiges Gebläse eingesetzt werden kann,

- Steuerstäbe nur in Reflektorbereichen.

Durch die Anwendung der graphitischen Mittelsäule konnte die Leistung bis 350MWth gesteigert werden. Dieser Reaktor (Abb. 26 auf Seite 53) hat einen Druckbehälter von 6,7m Durchmesser und eine 1,4m breite Mittelsäule. Das Core ist um fast 1m bis auf 8,54m verkürzt worden. Alle weiteren Auslegungsmerkmale sind vom KWU/Interatom-Konzept übernommen worden. Mit dem V.S.O.P.-Programmpaket sind die Eigenschaften des Gleichgewichtcores untersucht worden, insbesondere die Temperaturkoeffizienten, die Flußverteilung, die Temperaturverteilung und die Stabreaktivitätskurven. Auch ist eine Störfallanalyse durchgeführt worden, wobei die Störfälle Druckentlastung, Ausfall des Primärkreisgebläses und Wassereinbruch untersucht worden sind. Die wichtigsten Ergebnisse sind die folgenden:

- Der thermische Fluß ist deutlich größer in der Mittelsäule als im Corebereich. Dies beruht auf der moderierenden Wirkung des Mittelsäule-Graphits.
- Die radiale Temperaturverteilung wird von der Mittelsäule abgeflacht. Dies trägt erheblich zu der Möglichkeit zur Leistungserhöhung bei.
- Die Wirksamkeit der Steuerstäbe ist beim Ringcore erheblich größer als beim Zylindercore, weil sie sich sowohl im Außenreflektor als auch in der Mittelsäule befinden.
- Die maximale Störfalltemperatur wird wesentlich später nach dem Störfalleintritt erreicht als beim Zylindercore-Modul, weil die Mittelsäule als Wärmespeicher wirkt.
- Der Reaktivitätsanstieg nach Wassereinbruch ist kleiner als beim Zylindercore-Modul. Dies beruht auf der zusätzlichen Moderation durch die Mittelsäule und auf dem größeren Corevolumen.

Die spezifischen Investitionskosten einer 4-Modulanlage zur reinen Stromerzeugung werden durch diese Modifikation gegenüber dem KWU/Interatom-Modul um 28% gesenkt. Die Stromerzeugungskosten werden um 19% geringer.

6.4 Anregungen zu weiteren Untersuchungen

Bei der Durchführung dieser Arbeit sind Fragen aufgetaucht, deren Untersuchung und Lösung zwar die Zielsetzung der vorliegenden Arbeit überschreiten, die jedoch interessante Themen eventueller Nachfolgearbeiten sein könnten. Für den 350MWth-Modul ergaben sich folgende Probleme:

- Erstellung einer optimalen Einbrennphase, d.h. der Betriebsperiode von Erstcore bis zum Gleichgewichtszustand.
- Störfallanalyse während der Einbrennphase.
- In den vorliegenden Rechnungen wurde ein gleichmäßiges Kugelfließen über den ganzen Corequerschnitt angenommen. In Wirklichkeit fließen die Kugeln am Corerand langsamer durch die zusätzliche Reibung. Die Kugeln am Mittelsäulen-

rand werden hierdurch erheblich weiter abbrennen als in anderen Positionen im Core,

- Die Stabwirksamkeit ist in einem Ringcore soviel besser als in einem Zylindercore, daß die Steuerstäbe auch zur Langzeitabschaltung dienen könnten. Somit könnte auf die KLAKE-Abschaltseinheiten verzichtet werden. Dies sollte genauer untersucht werden mit einem dreidimensionalen Diffusionsprogramm, z.B. mit 3-D-CITATION,
- Bei der Detailauslegung der Graphiteinbauten sollte die Abfuhr der Wärme berücksichtigt werden, die durch das Abbremsen der Neutronen und durch γ -Heating in der Mittelsäule entsteht.

Zur Investitionskostenreduzierung bietet der HTR-Modul mit Gasturbine große Perspektive und sollte weiter untersucht werden.

Als nächster Schritt der Leistungsmaximierung könnte ein HTR-Modul mit zwei Dampferzeugern und Gebläsen (oder mit Gasturbinen) in einem noch größeren Behälter von 7,1m Durchmesser ausgelegt werden, wie er sich zur Zeit in Japan im Bau befindet.

7.0 Literatur

- /1/ Goetzmann, C., Low specific capital cost: the design problem of small reactors, Nuc. Eng. Des. 109 (1988) 11-18.
- /2/ Jobsky, Th., Ermittlung von Potentialen zur industriellen Prozeßdampf-Versorgung mit nuklearen Anlagen, Angewandte Systemanalyse Nr.60, Forschungszentrum Jülich, Jül-2411, 1990.
- /3/ OECD, Small and Medium Reactors, Volume 1: Status and Prospects, Report by an Expert Group, NEA, OECD Publications No. 54301-1991 (ISBN 92-64-13560-X), Paris, 1991.
- /4/ Hart, R.S., CANDU 300, an overview with emphasis on constructability, Canadian Nuclear Society Annual Conference, Ottawa, 1987.
- /5/ Lohnert, G.H., Reutler, H., The modular HTR, a new design of high-temperature pebble-bed reactor, Gas Cooled Reactors Today, BNES, London, 1982.
- /6/ Siemens-Interatom, Hochtemperaturreaktor-Modul-Kraftwerksanlage, Sicherheitsbericht, 1988.
- /7/ Bekanntmachung der Empfehlung der Reaktorsicherheitskommission vom 21.03.1990. Bundesanzeiger Jahrgang 42, Nummer 81.
- /8/ Helmers, H., Knieper, H., Sicherheitstechnische Konzeptbeurteilung der HTR-2-Modul-Kraftwerksanlage, Jahrestagung Kerntechnik 1990.
- /9/ Hansen, U., Wirtschaftliche Perspektiven der Kernenergienutzung - Rückblick und Ausblick, atomwirtschaft 36, Mai 1991.
- /10/ Bruschi, H. & Andersen, T., Nuc. Eng. Int., Nov. 1991, S. 15.
- /11/ McCandless, R.J. & Redding, J.R., Nuc. Eng. Int., Nov. 1989, S. 20.
- /12/ Hedges, K.R. & Hinchley, E.M., Nuc. Eng. Int., Mai 1990, S. 25.
- /13/ Gas-Cooled Reactor Associates, A Utility/User Summary Assessment of the Modular High-Temperature Gascooled Reactor Conceptual Design, GCRA 87-011 Rev.1, San Diego, California, USA, Nov. 1987.
- /14/ Leuchs, Interatom, pers. Mitteilung. 1991.
- /15/ Kugeler, K. & Fröhling, W., Investitionskosten von HTR-Modul-

reaktoren, noch zu veröffentlichen in der "atomwirtschaft".

- /16/ Kugeler, K., Vorlesungsumdruck Reaktortechnik II, RWTH Aachen, Fakultät für Maschinenbau, 1991.
- /17/ Kugeler, K., Schulten, R., Hochtemperaturreaktortechnik, Springer Verlag, 1989.
- /18/ Leuchs, Interatom, pers. Mitteilung, 1992.
- /19/ Buda, R., Zur Konzeption eines werkstattgefertigten HTR-Kleinreaktors in unterirdischen Bauweise, Dissertation RWTH Aachen, Forschungszentrum Jülich, Jül-2039, 1986.
- /20/ Zintl, H., Bautechnische Gesichtspunkte bei Druckbehältern aus Spannbeton und deren Hauptkomponenten hinsichtlich ihrer Auslegung, Fertigung und Kosten, Forschungszentrum Jülich, Jül-Spez-3, 1978.
- /21/ Andler, M., Fischer, R., Müller-Frank, U., Reutler, H., Anlagen mit Hochtemperaturreaktor-Modulen zur Prozessdampf- und Prozesswärmeerzeugung - Gestaltungsmerkmale für verschiedenen Anwendungszwecke -, Jahrestagung Kerntechnik 1982.
- /22/ Steinwarz, W., Batschko, H.D., Autarke schwimmfähige Energiestation mit HTR-Modul, atomwirtschaft 31, März 1986.
- /23/ Oellers, G., Konstruktion und Berechnung eines Helix-Wärmetauschers für einen Kugelhaufenreaktor der Leistungsgröße $N = 250 \text{ MWth}$, Diplomarbeit FH Aachen Abt. Jülich, 1985.
- /24/ Mulet, A., Corripio, A.B., Evans, L.B., Estimate costs of pressure vessels via correlations, Chemical Engineering, October 5, 1981.
- /25/ Neumann, G., Heidt, K., Dumm, K., Rothfuß, H., Pressure vessel unit of the modular high temperature reactor power plant, design criteria and safety philosophy, Jahrestagung Kerntechnik, 1990.
- /26/ Thomas, H.-R., Verfahrenstechnische Verbesserung und Konstruktion der Beschickungsanlage des Hochtemperaturreaktors, Dissertation RWTH Aachen, Forschungszentrum Jülich, Jül 2113, 1987.
- /27/ Stoltz, A., Entwurf eines vorgespannten Stahlgußdruckbehälters für den HTR-Modul-Reaktor, Forschungszentrum Jülich, Interner Bericht KFA-IRE-IB-3/90, 1990.
- /28/ Warnke, E.P., Sicherheitstechnische Qualifizierung des vorgespannten Gußdruckbehälters (VGD) und der Primärzelle des HTR-Modul für die passive Nachwärmeabfuhr, Phase I (INWA)

Förderkennzeichen 03SGR2014, Siempelkamp Giesserei GmbH & Co., Krefeld, 1990.

- /29/ Knizia, K., Schwarz, D., Der HTR-500 als nächster Hochtemperaturreaktor, VGB Kraftwerkstechnik, Heft 3, 1985.
- /30/ Gas-Cooled Reactor Associates, Utility/User requirements for and assessment of the Modular High-Temperature Gascooled Reactor, GCRA 91-002, San Diego, California, USA, June 1991.
- /31/ BBC AG Brown Boveri, BRown, Boveri & Cie AG, Bonnard & Gardel S.A., Eidgenössisches Institut für Reaktorforschung, Gebrüder Sulzer AG, Hochtemperaturreaktorbau GmbH, Schweizerische Aluminium AG, KfA Jülich GmbH, NUKEM GmbH und HOBEG GmbH: HHT-Projekt. Ergebnisse der Entwicklung und Planung des Hochtemperaturreaktors mit Heliumturbine von 1969 bis 1982, HHT 43, März 1983.
- /32/ Lidsky, L.M., Lanning, D.D., Staudt, J.E., Yan, X.L., Kaburaki, H., Mori, M., A direct-cycle gas turbine power plant for near-term application: MGR-GT, Tenth International HTGR Conference, San Diego, California, USA, 1988.
- /33/ Staudt, J.E., Lidsky, L.M., An MGR Brayton-Cycle Power Plant Design, 22nd Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, Philadelphia, Pennsylvania, USA, 1987.
- /34/ Teuchert, E., Rütten, H.J., Haas, K.A., Rechnerische Darstellung des HTR-MODUL-Reaktors, Forschungszentrum Jülich, Jül-2618, 1992.
- /35/ Binkele, L., Ein Verfahren zur Bestimmung der Wärmeleitfähigkeit von neutronenbestrahlten Graphiten bei Temperaturen zwischen 50 und 1000°C, Forschungszentrum Jülich, Jül-1096-RW, 1974.
- /36/ VDI-Wärmeatlas, Berechnungsblätter für den Wärmeübergang, Verein Deutscher Ingenieure, Düsseldorf, 4. Auflage, 1984.
- /37/ Robold, K., Wärmetransport im Inneren und in der Randzone von Kugelschüttungen, Forschungszentrum Jülich, Jül-1796, 1982.
- /38/ Hoogendoorn, C.J., Fysische Transportverschijnselen II, D.U.M., Delft, Niederlande, 1985.
- /39/ El-Wakil, M.M., Nuclear Heat Transport, International Textbook Company, New York, USA, 1971.
- /40/ Fricke, U., Untersuchungen zur Leistungssteigerung von inhärent sicheren Hochtemperaturreaktoren durch Optimierung der

Coreauslegung, Dissertation, Universität-Gesamthochschule-Duisburg, 1987.

- /41/ Leibrecht, B., Siempelkamp GmbH, Krefeld, persönliche Mitteilung, Mai 1992.
- /42/ Heek, A.I. van, Teuchert, E., Ein HTR-Modul mit maximierter Leistung, Jahrestagung Kerntechnik, Karlsruhe, 1992.
- /43/ Sun, Y., Untersuchungen zur Übertragung der Sicherheitseigenschaften des Modulreaktors auf einen großen Leistungsreaktor, Forschungszentrum Jülich, Jül-2585, 1992.
- /44/ Urban, P., Die Entwicklung der ATRIUM-Brennelemente für Siedewasserreaktoren, Siemens, Brennelement-Report, Nr.2, Dez. 1991.
- /45/ Pesch, G., Hohn, H., Singh, J., Untersuchungen zur Konstruktion der Mittelsäule des AHTR-500 unter dem Gesichtspunkt der mechanischen Festigkeit, Forschungszentrum Jülich, Institut für Reaktorentwicklung, Interner Bericht KFA-IRE-IB-2/89, 1989.
- /46/ Wagner, U., Vorgespannter Stahlgußdruckbehälter als Primärkreisumschließung für Hochtemperaturreaktoren kleiner und mittlerer Leistung - Systemvergleich, Strukturmechanik, Auslegung und Sicherheit -, Dissertation, Uni-GH Duisburg, 1989.
- /47/ Bounin, D., Der vorgespannte Gußdruckbehälter VGD - das neue Konzept für Großbehälter, Konstruieren + Gießen 12, 1987, H.4, S.21-34.
- /48/ Teuchert, E., Haas, K.A., V.S.O.P. Computer Code System for Reactor Physics and Fuel Cycle Simulation, Forschungszentrum Jülich, noch zu veröffentlichen.
- /49/ Honeck, H.C., ENDF/B-Specifications for an Evaluated Nuclear Data File for Reactor Applications, Brookhaven National Laboratory, USA, BNL-50066, 1966.
- /50/ Brookhaven National Laboratory, USA, BNL-325, 1966.
- /51/ Nordheim, L.W., Kuncir, G.F., A Program of Research and Calculations of Resonance Absorptions, General Atomic, San Diego, GA-2527, 1961.
- /52/ Breitbarth, R., Teuchert, E., Resonanzintegralberechnung für mehrfach heterogene Anordnungen, Forschungszentrum Jülich, Jül-551-RG, 1968.
- /53/ Teuchert, E., Haas, K.A., ZUT-DGL-V.S.O.P. Programmzyklus für die

- Resonanzabsorption in heterogenen Anordnungen, Forschungszentrum Jülich, KFA-IRE-70-1, Interner Bericht, 1970.
- /54/ Schmidt, J.J., Kernforschungszentrum Karlsruhe, KFK-120 (EANDC-E-35-U), 1966.
 - /55/ Young, J.A., Koppel, J.U., Phonon Spectrum in Graphite, J. Chem. Physics 42, 357, 1965.
 - /56/ Carvalho, F., Inelastic scattering of thermal neutrons in graphite, Nucl. Sci. Eng. 34, 224, 1968.
 - /57/ Schröder, G., COLLI: Ein Programmzyklus zur Berechnung der Streuung thermischer Neutronen, Forschungszentrum Jülich, Jül-668-RG, 1970.
 - /58/ Darvas, J., DATA-2: Head Programm zum VSOP Zyklus für Hochtemperaturreaktoren, Interner Bericht, Forschungszentrum Jülich, KFA-IRE-IB-70-4, 1970.
 - /59/ Joanou, C.D., Dudek, J.S., GAM - A Consistent P1 Multigroup Code for the Calculation of Fast Neutron Spectra and Multigroup Constants, General Atomic Company, GA-1850, 1961.
 - /60/ Honeck, H.C., THERMOS - A Thermalization Transport Theory Code for Reactor Lattice Calculation, Brookhaven National Laboratory, BNL-5826, 1961.
 - /61/ Fowler, T.B., Vondy, D.R., Cunningham, G.W., Nuclear Reactor Core Analysis Code: CITATION, ORNL-TM-2496, Rev.2, 1971.
 - /62/ Todt, F., FEVER - A One-dimensional Few-group Depletion Program for Reactor Analysis, GA-2749, 1962.
 - /63/ Petersen, K., Zur Sicherheitskonzeption des Hochtemperaturreaktors mit natürlicher Wärmeleitung aus dem Kern im Störfall, Forschungszentrum Jülich, Jül-1872, 1983.
 - /64/ Banaschek, J., Rechnungsmethoden und Analysen zum dynamischen Verhalten von Kraftwerksanlagen mit Hochtemperaturreaktor, Forschungszentrum Jülich, Jül-1841, 1983.
 - /65/ Hansen, U., Neef, H.J., Waterson, R.H., Analysis of HITREX 1 Using the Reactor Physics Methods of the DRAGON PROJECT/KFA and the CEGB(BNL), Forschungszentrum Jülich, Jül-1336, 1976.
 - /66/ Hansen, U., Teuchert, E., Influence of Coated-Particle Structure in Thermal-neutron-Spectrum Energy Range, Nuc. Sci. Eng. 44, 1971.

- /67/ Gerwin, H., Scherer, W., Ein diffusionstheoretisches Simulationsverfahren zur Beschreibung des oberen Hohlraumes im Kugelhaufen-Hochtemperaturreaktor, Forschungszentrum Jülich, Jül-1599, 1979.
- /68/ Scherer, W., 3-D-Berechnung der Reaktivität von KLAKE und Stäben im MODUL-HTR, KfA IRE Arbeitsbericht, Juli 1985.
- /69/ Gerwin, H., Scherer, W., Teuchert, E., The TINTE Modular Code System for Computational Simulation of Transient Processes in the Primary Circuit of a Pebble-Bed High-Temperature Gas-Cooled Reactor, Nucl. Sci. Eng. 103, 302-312, 1989.
- /70/ Rhoades, W.A., Simpson, D.B., Childs, R.L., Engle Jr., W.W., The DOT-IV two-dimensional discrete ordinates transport code with space-dependent mesh and quadrature, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, USA, ORNL/TM-6529, 1978.
- /71/ Kranz, L., Spaltprodukttransport im Hochtemperaturreaktor: Theorie, programmtechnische Umsetzung und Überprüfung an Experimenten, Forschungszentrum Jülich, Jül-2463, 1991.
- /72/ KTA-Regel 3102.3, Auslegung der Reaktorkerne von gasgekühlten Hochtemperaturreaktoren, Teil 3: Reibungsdruckverlust in Kugelhaufen, 1981.
- /73/ KTA-Regel 3102.3, Auslegung der Reaktorkerne von gasgekühlten Hochtemperaturreaktoren, Teil 1: Berechnung der Helium-Stoffwerte, 1978.
- /74/ Smith, J.M., Stammers, E., Janssen, L.P.B.M., Fysische Transportverschijnselen I, D.U.M., Delft, Niederlande, 1984.

Anhang A. Vorgespannte Gußbehälter

Es gibt folgende Möglichkeiten für das Material eines Reaktordruckbehälters:

1. Sphäroguß (VGD),
2. Stahlguß (VGSD),
3. Spannbeton (SBB).

Mit der Entwicklung vorgespannter Behälter wurde für Leistungsreaktoren, die aufgrund deren Abmessungen die Dimensionierung als Stahldruckbehälter nicht zuließen, angefangen. Von diesen Behälterarten ist nur der Spannbetonbehälter schon großtechnisch angewandt worden; die andere zwei befinden sich noch in der Entwicklungsphase. Der Spannbetonbehälter hat allerdings den Nachteil, daß die zulässige Aufheizung des Behälters sehr begrenzt ist. Daher braucht man ein Behälterkühlsystem an der Innenseite des Behälters. Die vorgespannte Gußbehälter haben dieses Problem nicht. Tab. 24 stellt die wesentlichen Merkmale und Komponenten der verschiedenen vorgespannten Systeme dar.

	Sphäroguß	Stahlguß
Material	GGG-40	GS22Mo4
Tragfunktion	Gußblöcke und Spannsystem	Stahlgußteile und Spannsystem
Abdichtung	Liner	Schweißlippen

Tab. 24. Komponenten und Merkmale vorgespannter Gußbehälter /46/.

Im allgemeinen sind für vorgespannte Gußbehälter folgende Vorteile aufzulisten:

- hoher Sicherheitsgrad durch Redundanz der Spannkabel,
- einfacher Transport der einzelnen Gußteile,
- einfache Entsorgung.

Als Nachteil kann angemerkt werden, daß bisher nur sehr wenig Betriebserfahrungen mit dieser Behälterart gesammelt worden sind.

Sphäroguß

Der Sphärogußbehälter, oder vorgespannter Gußdruckbehälter (VGD), ist von der Firma Siempelkamp GmbH entwickelt worden /47/. Druckhalte- und Dichtigkeitsfunktionen sind hier getrennt. Der Druck wird durch Gußblöcke in der Form von Ringsegmenten aufgenommen. Sie werden axial und radial durch Stahlkabel vorgespannt. Die Dichtigkeit wird durch einen Liner aus 12mm Stahlblech gewährleistet.

Stahlguß

Zum Stahlgußbehälter wird Forschung beim Forschungszentrum Jülich betrieben. Der Behälter wird aus Stahlgußringen, die von außen dichtgeschweißt werden, zusammenge-

baut. Diese Ringe werden mit Deckel und Boden axial und radial mit Stahlkabeln vorgespannt.

Beide Systeme weisen folgende Vorteile gegenübereinander auf:

Sphäroguß	Stahlguß
niedrige Investitionskosten	kleine Wandstärke
Entwicklung weiter fortgeschritten	gute Zugänglichkeit für Wartung
	gute Schweißbarkeit

Tab. 25. Vorteile vorgespannter Gußbehälter.

Anhang B. Das VSOP-Programmpaket

V.S.O.P. (Very Superior Old Programs) ist ein Paket von erprobten zusammengegliederten Computerprogrammen zur numerischen Simulation des neutronenphysikalischen und thermohydraulischen Verhaltens thermischer Reaktoren. Weil diese Programme vorrangig zu Entwicklungsarbeiten des Kugelhaufen-Hochtemperaturreaktors benutzt werden, sind sie vervollständigt worden, um die typischen Eigenschaften dieses Reaktortyps rechnerisch darzustellen /48/. Die Berechnung umfasst die Verarbeitung von Wirkungsquerschnitten, Reaktor- und Brennelementauslegung, Ermittlung des Neutronenspektrums, zweidimensionale Diffusionsrechnung, Abbrand, Brennelementbeschickung und -umsetzung, Regelung und - nur für HTR - 2-dimensionale thermohydraulische Darstellung für stationäre Zustände und für Transienten (Abb. 47).

Mit dem V.S.O.P.-Programm kann man das Reaktor-Leben verfolgen. Dies fängt mit der Inbetriebnahme mit frischen Brennelementen an, dann folgt eine Einbrennphase bis zur Gleichgewichtszustand, in dem bestimmte Anteile des Kugelhaufens zum Teil abgebrannt sind. Durch wiederholte Berechnung der verschiedenen physikalischen Größen im Verlauf des Abbrandgeschehens wird dem Rückkopplungseffekten Rechnung getragen. Abbrandperioden, Beschickungsweisen und Laständerungen können wahlweise definiert werden. Transienten, verursacht durch Störfälle, können verfolgt werden. Kritikalitätsrechnungen können wiederholt ausgeführt werden. Parameter des Lebenslaufs des Reaktors werden gespeichert und hieraus wird die Berechnung der Nachwärmefunktionen der einzelnen Brennelemente durchgeführt. Brennelementzykluskosten mit Berücksichtigung von Wiederaufarbeitung können berechnet werden.

Das V.S.O.P.-Programm ist in FORTRAN geschrieben und braucht eine Speicherkapazität von 5,8 MB. Die Simulation von 4 Jahren Betriebszeit eines Reaktors braucht eine CPU-Zeit von 35 Minuten auf einem IBM-3081 Großrechner.

Das V.S.O.P. besteht im wesentlichen aus vier Teilen: ein Vorbereitungsteil, ein Teil mit den eigentlichen Rechnungen, ein Teil zur Konservierung der Ergebnissen, und ein Teil zu detaillierteren Untersuchungen. In Abb. 48 wird schematisch dargestellt, wie diese Programme gegliedert sind.

B.1 Vorbereitung (pre-organisation)

Im Vorbereitungsteil stehen zwei Wirkungsquerschnitt-Bibliotheken zur Verfügung. Die ältere Bibliothek basiert auf ENDF/B-II /49/ und BNL-325 /50/, und für manche Isotope auf andere Quellen. Sie ist langjährig erfolgreich angewandt worden. Die neue Bibliothek ist aus ENDF/B-IV, -V und JEF-I aufgebaut. Sie wird zur Zeit getestet. Das Programm ZUT-DGL /51,52,53/ liefert die Wirkungsquerschnitte im Resonanzbereich. Es basiert auf Resonanzdaten von J.J.Schmidt /54/, ENDF/B-IV und -V. Graphit-

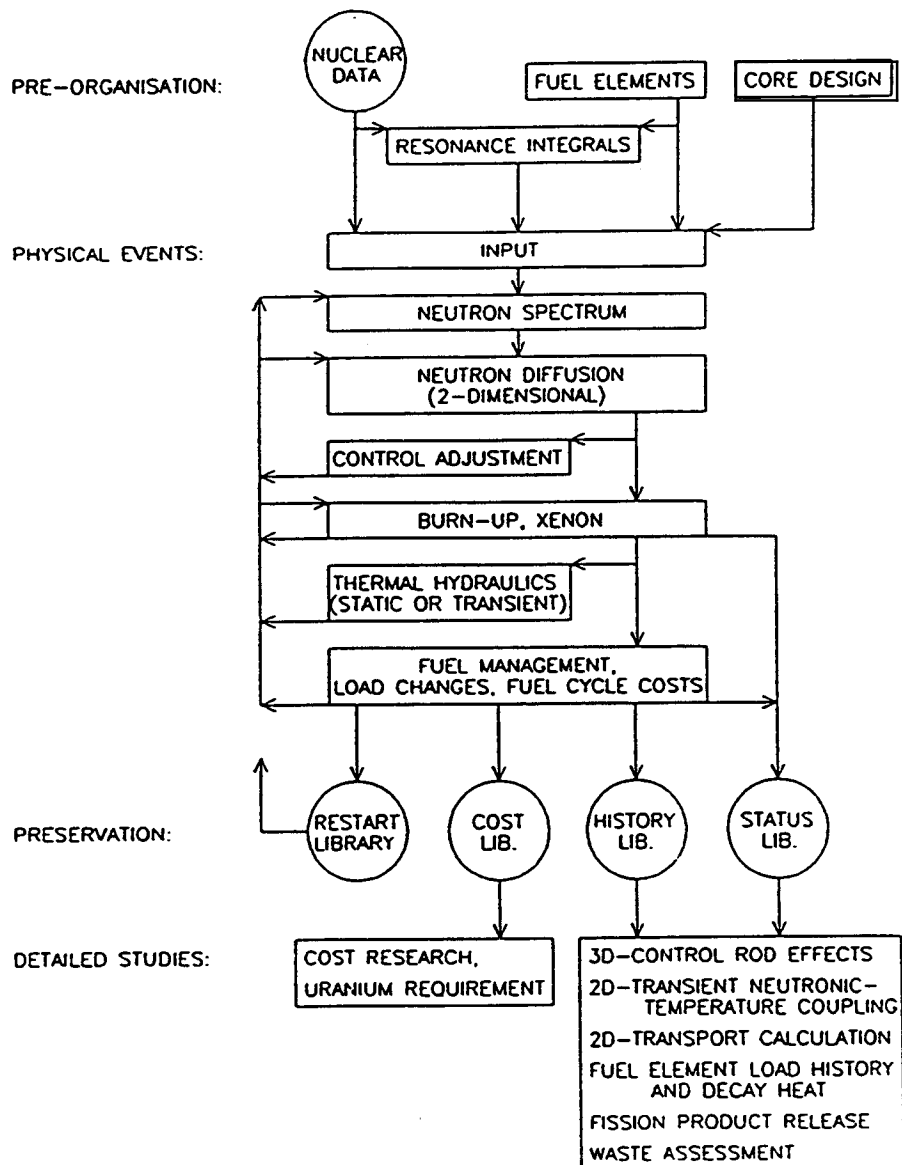


Abb. 47. Schematische Darstellung des V.S.O.P.: Physikalische Aufbau /48/

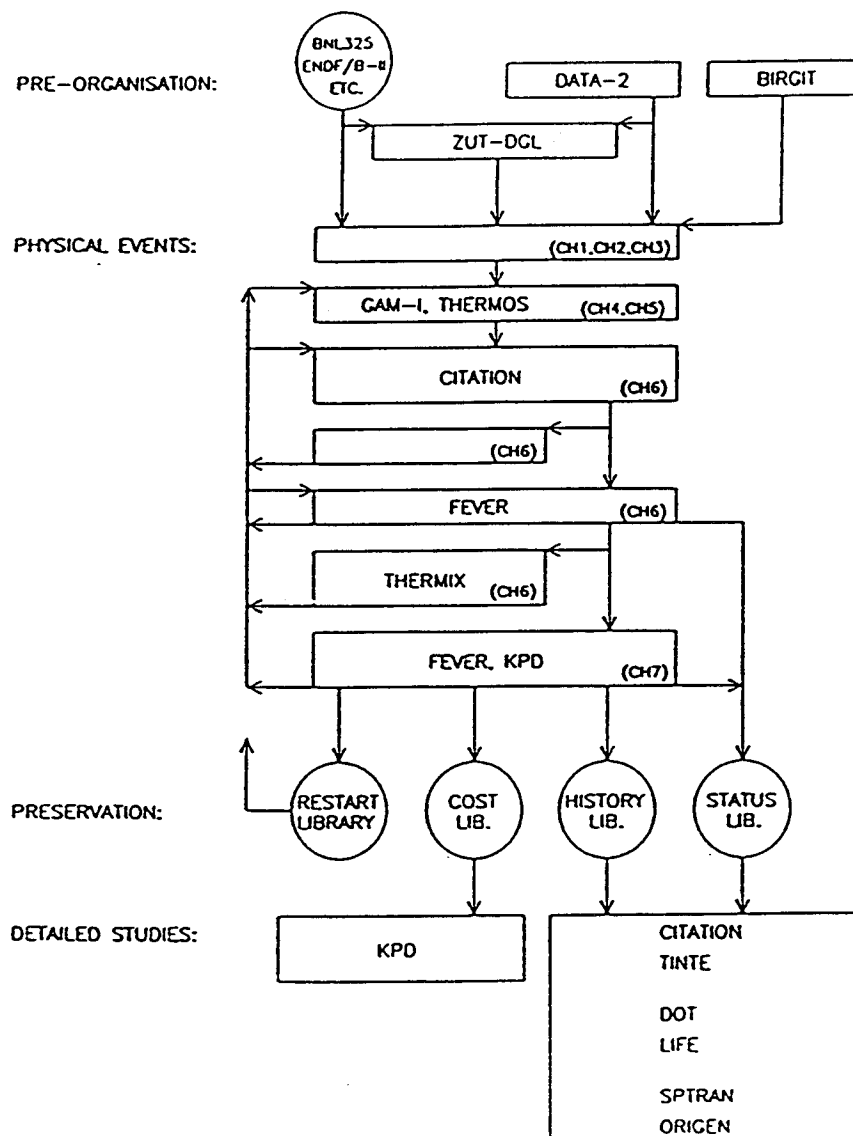


Abb. 48. Schematische Darstellung des V.S.O.P.: Programmgliederung /48/

Streuungsmatrizen basieren auf dem Phononenspektrum von Young in Graphit /55,56,57/.

Weiterhin enthält der Vorbereitungsteil das Programm DATA-2 /58/. Es bereitet die Eingabedaten der Brennelemente aus ihrer geometrischen Auslegung vor. Das Programm BIRGIT bereitet die geometrische Auslegung des Reaktors vor /48/. Hier können experimentell ermittelte Fließkurven der Brennelemente durch den Reaktor verwendet werden, und es kann die Brennelementbeschickungsweise definiert werden. Weiterhin bereitet das BIRGIT ein Maschengitter für die zweidimensionale Diffusionsrechnung vor, und es vermittelt eine Transformation zwischen den zwei geometrischen Unterteilungen für die Berechnung von Abbrand und Brennelementumsetzung einerseits und der Neutronendiffusion andererseits.

B.2 Berechnung der physikalischen Vorgänge (physical events)

Der eigentliche Rechenteil des V.S.O.P. ist aus folgenden Bestandteilen aufgebaut:

- GAM: zur Berechnung der epithermischen und schnellen Energiespektren /59/,
- THERMOS: zur Berechnung des thermischen Energiespektrums /60/,
- CITATION: zur Diffusions- und Kritikalitätsrechnung /61/,
- FEVER: zur Abbrandrechnung und Brennelementbeschickung /62/,
- THERMIX-KONVEK: zur thermohydraulischen Rechnung /48,63,64/.
- KPD: zur Brennstoffzykluskostenrechnung /65/.

Berechnung der Energiespektren

Die Programme GAM und THERMOS lösen in unterschiedlichen Näherungen die Transportgleichung: GAM für den epithermischen und schnellen Neutronenenergiebereich, und THERMOS für die thermischen Energien. Diese lautet:

$$\frac{1}{v} \frac{d\Phi}{dt} + \vec{\Omega} \cdot \vec{\nabla} \Phi + \Sigma_t \Phi = \int \Sigma'_t \Phi' d\Omega' + Q$$

mit v = Neutronengeschwindigkeit

$\Phi = \Phi(\vec{r}, \vec{\Omega}, E, t)$ = Neutronenfluß

t = Zeit

$\vec{\Omega}$ = Raumwinkel

$\Sigma_t = \Sigma_t(\vec{r}, E)$ = Transportwirkungsquerschnitt

E = Neutronenenergie

$Q = Q(\vec{r}, \vec{\Omega}, E, t)$ = externe Neutronenquelle

\vec{r} = Ortsvektor

In der stationären Form ist $d\Phi/dt = 0$. In GAM wird von der räumlich integralen Form ausgegangen, und eine isotrope Quelle unterstellt:

$$\vec{\Omega} \cdot \vec{\nabla} \Phi(E, \vec{\Omega}) + \Sigma_t \Phi(E, \vec{\Omega}) = \int \Sigma_s(E' \rightarrow E, \vec{\Omega}' \rightarrow \vec{\Omega}) \Phi(E', \vec{\Omega}') dE' d\Omega' + \frac{Q(E)}{4\pi}$$

mit Σ_s = Streuquerschnitt
 $Q(E)$ = gesamte Quelle

Die hier angewandte Technik zur Lösung ist eine Entwicklung des Streuquerschnitts in Legendre-Polynomen (P_1 -Näherung):

$$\sigma_s(E' \rightarrow E, \vec{\Omega}' \rightarrow \vec{\Omega}) = \sum_l S_l'(E' \rightarrow E) P_l(\vec{\Omega} \cdot \vec{\Omega}')$$

In der P_1 -Näherung wird die Entwicklung nach der ersten Kugelfunktion abgebrochen.

In THERMOS wird die Transportgleichung in integraler Form angewandt:

$$N(\vec{r}, v) = \int_{\text{alle } \vec{r}'} d\vec{r}' T(\vec{r}, \vec{r}', v) \left[\frac{Q(\vec{r}', v)}{v} + \int_0^{v^*} dv' \frac{P(\vec{r}, v, v')}{v} N(\vec{r}', v') \right]$$

mit $N(\vec{r}, v)$ = Dichte der Neutronen mit Geschwindigkeit v am Ort \vec{r} ($= \Phi/v$)
 $T(\vec{r}, \vec{r}', v)$ = Transportterm, der den Neutronenfluß am Ort \vec{r} mit einer isotropen Einheitsquelle am Ort \vec{r}' verknüpft
 $Q(\vec{r}, v)$ = Quelle von Neutronen am Ort \vec{r} mit der Geschwindigkeit v
 $P(\vec{r}, v, v')$ = Wahrscheinlichkeit pro Sekunde, daß ein Neutron mit Geschwindigkeit v' zur Geschwindigkeit v streut
 v^* = Geschwindigkeitsgrenze zwischen dem thermischen und epithermischen Gebiet

Der Ausdruck für $T(\vec{r}, \vec{r}', v)$ lautet wie folgt:

$$T(\vec{r}, \vec{r}', v) = \frac{1}{4\pi(\vec{r} - \vec{r}')^2} \exp \left\{ - \left| \int_{\vec{r}'}^{\vec{r}} ds \Sigma_t(\vec{s}, v) \right| \right\}$$

Zur Lösung wird die Transportgleichung diskretisiert und die Neutronengeschwindigkeit und das Volumen in Intervallen geteilt. Innerhalb dieser Intervalle wird mit Mittelwerten für N und T gerechnet.

Der Energiebereich von GAM erstreckt sich von 0,414 bis $1 \cdot 10^7$ eV, und wird in 68 Gruppen mit gleicher Lethargiebreite aufgeteilt. THERMOS hat ein Energiebereich von 0 bis 2,05 eV, der in 30 Gruppen aufgeteilt wird. Als obere Grenze des thermischen Flusses wird für graphitmoderierte Systeme 1,86 eV gewählt. THERMOS trägt auch dem durch die Beschichtung der coated Particles bedingten Heterogenitätseffekt Rechnung /66/.

Diffusions- und Kritikalitätsrechnung

Mit dem Feinmaschen-Diffusionsprogramm CITATION wird die räumliche Flußverteilung 2-dimensional gerechnet. Hier wird auch der Multiplikationsfaktor ermittelt.

Eine allgemeine Ausdruck für die Diffusionsgleichung ist:

$$-\vec{\nabla} D(\vec{r}, E) \vec{\nabla} \Phi(\vec{r}, E) + (\Sigma_a(\vec{r}, E) + \Sigma_s(\vec{r}, E)) \Phi = \int_{E'} \left(\Sigma_s(\vec{r}, E' \rightarrow E) + \frac{\chi_E(v\Sigma_f(\vec{r}, E'))}{k_{eff}} \right) \Phi(\vec{r}, E) dE'$$

mit $D(\vec{r}, E)$ = Diffusionskoeffizient

$\Sigma_a(\vec{r}, E)$ = Absorptionsquerschnitt

$\Sigma_s(\vec{r}, E)$ = Streuquerschnitt aus der betrachteten Energiegruppe

$\Sigma_s(\vec{r}, E' \rightarrow E)$ = Querschnitt für Streuung in die betrachtete Energiegruppe hinein

$\chi_E(v\Sigma_f(\vec{r}, E'))$ = Verteilungsfunktion für die Quellneutronen

(abhängig vom Produktionsquerschnitt $v\Sigma_f$)

k_{eff} = effektiver Multiplikationsfaktor

Zur Lösung wird die Gleichung in finiter Differenzform dargestellt. CITATION eignet sich für eine Grobgruppeneinteilung von 1 bis 33 Energiegruppen. Für HTR-Studien erweist sich die Wahl von vier Energiegruppen als sinnvoll: eine thermische mit Energien zwischen 0 und 1,86 eV, zwei epithermische mit Energien zwischen 1,86 und 29,0 eV bzw. 29,0 eV bis 1,11 MeV, und eine schnelle Gruppe mit Energien von 1,11 bis 10 MeV. In dem heliumgefüllten Hohlraum über die Kugelschüttung wird mit angepaßten Diffusionskoeffizienten gerechnet /67/.

Abbrandrechnung und Brennelementbeschickung

Zur Abbrandrechnung und Simulation der Brennelementbeschickung dient das Programm FEVER. Ursprünglich ist dies eine eindimensionale Abbrandberechnung, geschrieben in FORTRAN-II. Der Neutronenfluß, die Reaktorleistung und der effektive Multiplikationsfaktor werden mit einer Diffusionsrechnung für maximal 150 Maschenpunkte in bis zu 20 Gebieten (regions) für vier Energiegruppen berechnet. Die Neutronen dürfen nur bis in die nächste Gruppe abgebremst werden, und Quellen gibt es nur in der höchsten Energiegruppe. In V.S.O.P. ist von diesem Programm der wesentliche Teil, die Abbrandrechnung, übernommen, während die Neutronenflußberechnung von CITATION bereitgestellt wird.

Das Isotopenverbrauch wird mit finiten Differenzgleichungen erster Ordnung mit gebietsgemittelten Flüssen und Konzentrationen simuliert. In der neuen Fassung erlaubt die Berechnung bis zu 91 Isotope pro Gebiet. Die ersten 6 formen eine feste Kette von ^{232}Th bis ^{236}U , die nächsten 6 eine feste Kette von ^{238}U bis ^{242}Pu . Das nächste ist eine Aggregation nicht-sättigender Spaltprodukte, und nachher folgen zwei schnell-sättigende Spaltprodukte (^{135}Xe und ^{149}Sm). Die übrigen Nuklide können eine Kombination von zusätzlichen Spaltprodukten sein, absorbierenden Materialien wie selbst-abschirmende oder unabschirmende brennbare Gifte, oder nicht-veränderliche Materialien wie Kontrollgifte, Moderatoren, Kühlmittel und Strukturmaterialien.

Selbstabschirmungsfaktoren für geklumppte Gifte werden aus einem Polynom der Giftkonzentrationen ermittelt. die Koeffizienten des Polynoms müssen aus vorangehenden Zellrechnungen erhalten werden und dem FEVER als Eingabedaten zugeführt werden.

Jedes Mal wenn die Wirkungsquerschnitte eines geklumpten Giftes gebraucht werden, wird die geklumpete Selbstabschirmung neugerechnet.

Abb. 49 zeigt ein vereinfachtes Flußdiagramm des FEVER-Programms. Beim Kasten "select" im Diagramm gibt es die Wahl zwischen drei Modi des Programms:

1. Reine Diffusionsrechnung zur Bestimmung der Flüsse, Leistungen und effektiven Multiplikationsfaktor k_{eff}
2. Nach der Diffusionsrechnung wird eine Abbrandrechnung ausgeführt. Dies wird wiederholt bis der Multiplikationsfaktor unter Eins sinkt oder ein vorgewählter Zeitschritt erreicht ist.
3. Der zweite Modus wird erweitert mit einer Kontrollgifтанpassung für einen gewählten Multiplikationsfaktor (normalerweise 1,0) unmittelbar vor der Abbrandrechnung. Die Konzentrationen der Nuklide, die durch die Eingabedaten als Kontrollgifte definiert sind, werden in jedem Gebiet automatisch angepaßt.

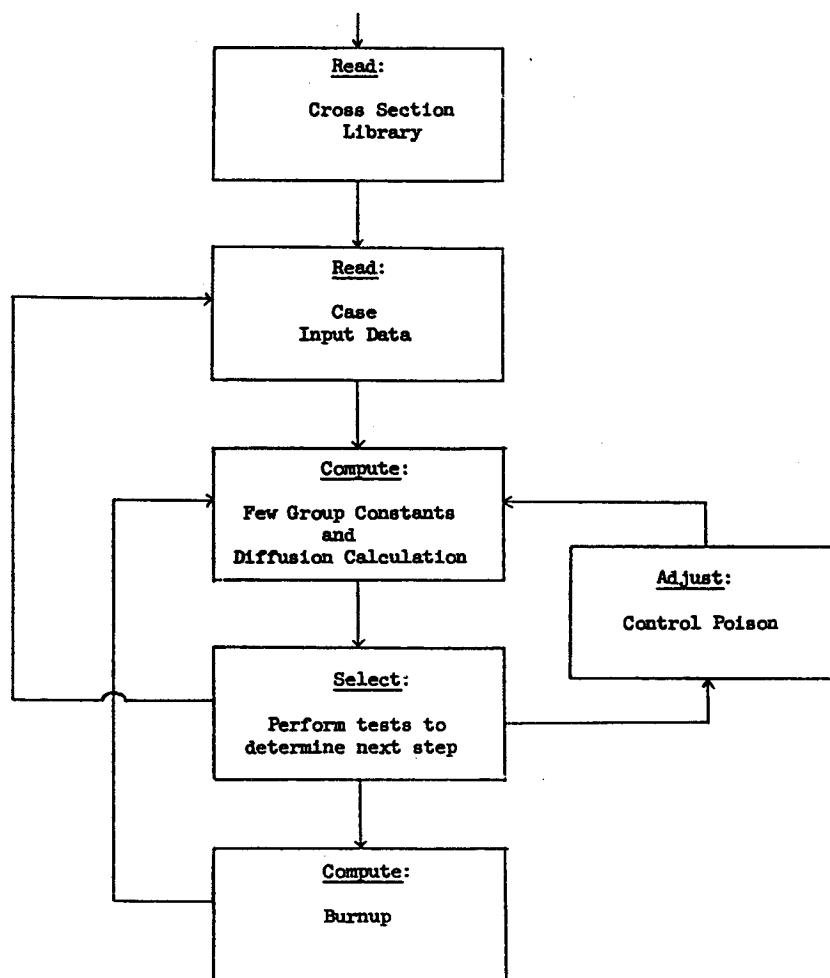


Abb. 49. Schematische Darstellung des FEVER /62/.

Der zu untersuchender Zeitraum wird in mehrere Abbrandzyklen unterteilt. Ein Abbrandzyklus kann in mehrere sog. grobe Zeitschritten unterteilt werden. In jedem Zeitschritt wird eine Spektral- und Diffusionsrechnung durchgeführt. Die groben Zeitschritte können wiederum unterteilt werden in mehrere feine Zeitschritte, zu denen die Neutronenflüsse nach der Leistungsbedingung neu normiert werden.

Zur Simulation eines Kugelhaufenreaktors (FEVER kann auch für blockförmige Brennelemente rechnen) wird das Reaktorcore in mehrere rechteckige Zonen unterteilt (Layer). Das Fließen der Brennelementkugeln im Reaktorcore von oben nach unten wird durch Heruntersetzen der Kugeln von einem Layer in den Layer unmittelbar darunter simuliert. Die Zahl der Durchläufe von Kugeln durch das Core kann beliebig gewählt werden, und ein Aufbewahren bestimmter Mengen teilabgebrannter Kugeln zwischen den Durchläufen kann auch simuliert werden.

Folgende Ergebnisse werden für jeden Zeitschritt generiert:

- Kontrollgiftkonzentrationen (Fall 3)
- Maximales k_{eff} bei Betriebstemperatur ohne Kontrollgift
- k_{eff} bei Zimmertemperatur unter Zerfall des Xe und völlig eingefahrenem Kontrollgift
- Konversionsrate
- Alle Nuklidkonzentrationen für jeden Gebiet
- Gewicht der Schwermetalle (insgesamt und pro Gebiet)
- Fluß- und Leistungsverteilung.

Thermohydraulik

Mit dem Programm THERMIX-KONVEK können stationäre und instationäre Rechnungen zur Thermohydraulik eines Kugelhaufen-HTR's in zwei Dimensionen (r,z-Geometrie) durchgeführt werden. Das heißt, es werden Gasströmungs- und Temperaturfelder ermittelt. Der Druck, der Massenstrom und die Temperaturen des Kühlgases, des Spaltstoffes, des Reflektors und aller tragenden Strukturen bis zur Primärzelle werden zeit- und ortsabhängig gerechnet.

THERMIX-KONVEK empfängt zu jedem Zeitschritt die Leistungsverteilung des Reaktors vom VSOP-Programmteil FEVER. Es berechnet die entsprechenden Temperaturen des Brennstoffes und des Moderators, gemittelt über das Volumen der Spektrumszonen. Abb. 50 zeigt schematisch den THERMIX-KONVEK-Programmablauf.

Die Berechnung des Wärmetransportes erfolgt durch die Kopplung der quasistatischen Gleichungen der Erhaltungsgesetze von Masse, Impuls und Energie.

Masse:

$$\vec{\nabla} \rho_{\text{gas}} \vec{v} = q$$

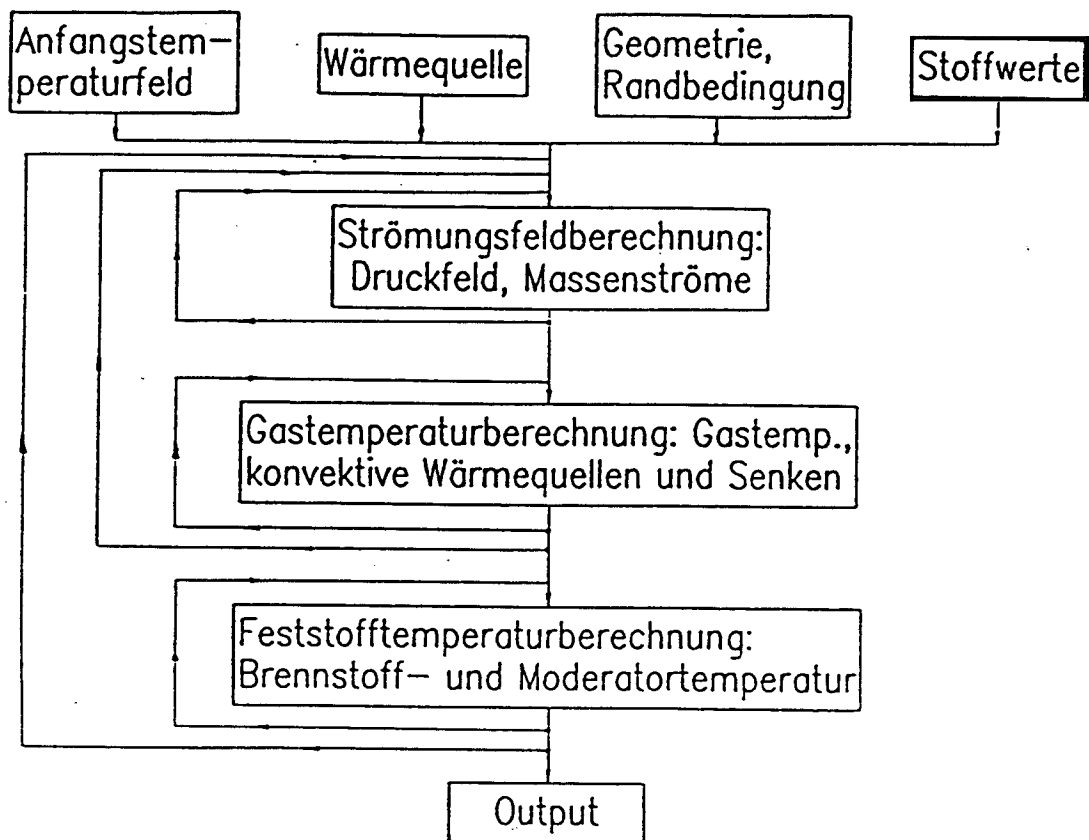


Abb. 50. Schematische Darstellung des THERMIX-KONVEK /43/.

Impuls:

$$\vec{\nabla} p - \rho_{gas} \vec{g} + \vec{R} = 0$$

Energie:

$$\vec{\nabla} \lambda_{gas} \vec{\nabla} T_{gas} - \vec{\nabla} (\rho_{gas} \vec{v} c_p T_{gas}) + \alpha \frac{F}{V} (T - T_{gas}) = 0$$

mit: ρ_{gas} = Dichte des Kühlgases [kg/m³]

\vec{v} = Geschwindigkeit des Kühlgases [m/s]

$\rho_{gas} \vec{v}$ = Massenstromvektor

q = Massenstromquellendichte [kg/m^{3s}]

p = statischer Druck [bar]

\vec{g} = Erdbeschleunigung [kg/ms²]

\vec{R} = Reibungskraft (siehe auch Anhang C)

c_p = spezifische Wärmekapazität des Kühlgases [J/kgK]

λ_{gas} = effektive Wärmeleitfähigkeit des Gases durch Dispersion [W/mK]

T = Feststofftemperatur, z.B. der Brennelementoberfläche [K]

T_{gas} = Gastemperatur [K]

$$\alpha \frac{F}{V} = \text{Wärmedurchgangskoeffizient}$$

Der Programmteil THERMIX berechnet die Feststofftemperaturen, während der Teil KONVEK die entsprechenden Gastemperaturen berechnet.

Zur Ermittlung des Temperaturfeldes $T(\vec{r}, t)$ wird die Energieerhaltungsgleichung in dynamischer Form gelöst:

$$\frac{\partial(\rho c T)}{\partial t} = \nabla \lambda_{eff} \nabla T + \alpha(T_G - T) + q$$

mit λ_{eff} = effektive Wärmeleitfähigkeit (berücksichtigt die Wärmeleitung und -strahlung) [W/mK]

$q = q(\vec{r}, t)$ = nukleare Wärmequelle

Die gleiche Gleichung, allerdings ohne Gas-Feststoff-Wärmetransportterm, wird zur Ermittlung der Temperaturen in den Brennelementen T_F benutzt.

Im Falle eines Abschaltens unter Störfallbedingungen reduziert sich die Leistungsdichte auf die Nachwärmeleistung, die auch eine zweidimensionale Funktion ist. THERMIX liest die Daten aus der Bibliothek die durch das Programm LIFE generiert wurden, berechnet die Nachwärmeleistung für jeden Batch und ermittelt die lokale Nachwärmeleistungsverteilung für jeden Zeitschritt nach Abschaltung.

Brennstoffzykluskosten

Die Brennstoffzykluskostenrechnung wird durch das Unterprogramm KPD ausgeführt. Hier wird der Lebenslauf der Brennelemente während der ganzen Brennstoffzyklus (eventuell mit Wiederaufarbeitung) verfolgt. Jede Brennelementcharge (pro Layer gibt es 10 Chargen) wird einzeln behandelt. Die berechnete Kostenfaktoren sind:

- Verbrauch von spaltbarem und fertilem Material,
- Investitionskosten für das Schwermetallinventar im Core und außerhalb des Cores,
- Fabrikationskosten neuer Brennelemente,
- Wiederaufarbeitung von abgebranntem Schwermetall,
- Gutschrift für bestrahlten Brennstoff.

Für jede Abbrandperiode werden die Brennstoffzykluskosten berechnet und barwertmäßig auf den Zeitpunkt der Beladung bezogen.

B.3 Konservierung der Ergebnisse (preservation)

Die Ergebnisse können in vier unterschiedlichen Bibliotheken abgespeichert werden. Erstens gibt es die Restart-Library, in der die physikalischen und thermohydraulischen Daten des Reaktors am Ende einer Abbrandperiode gespeichert werden. Sie werden bei einem Restart des Programms verwendet, wobei dann bestimmte Bedingungen des Betriebes geändert werden können. Beispiele sind der Störfalleintritt und die Laständerung.

In den anderen drei Bibliotheken können Daten zur Verwendung durch anderen Programmen abgespeichert werden. Es handelt sich um Kostendaten, Daten des Reaktorlebenslaufes und zum Status des Reaktors am Ende der simulierten Periode.

B.4 Detaillierten Untersuchungen (detailed studies)

Folgende Programme zu Detailuntersuchungen können mit dem V.S.O.P. verknüpft werden:

- KPD, für Parameterstudien zur Brennstoffzykluskostenrechnung /65/,
- 3-D-CITATION, für Steuerstabeffekte /68/,
- TINTE, für zweidimensionale Neutronik-Temperatur-Kopplung während einer Transienten /69/,
- DOT, für zweidimensionale Transportrechnung /70/,
- LIFE, für den Verlauf der Brennelementbelastung und Nachwärme /48/,
- SPTRAN, für Spaltproduktfreisetzung /71/,
- ORIGEN, für Abbrandrechnung, Abfallcharakteristik und Nachwärme /34/.

Das Programm LIFE generiert eine Bibliothek, die als Basis für die THERMIX-Rechnung der Nachwärmeleistungsverteilung dient. Die Bibliothek erhält die Daten der Vorgeschichte jeder Batch für groberen Zeitschritte, d.h. die Leistung, den Abbrand, den Spaltanteil der Isotope ^{233}U , ^{235}U , ^{239}Pu , ^{241}Pu , ^{238}U , und die Absorptionsanteile in ^{232}Th und ^{238}U .

Zur weiteren Erläuterung dieses Programms und zur Beschreibung der anderen Programme wird auf die Literaturquellen hingewiesen.

Anhang C. Der Druckverlust im Primärkreis

Der Berechnung des Druckverlustes im Core wird die KTA-Regel 3102.3 zugrundegelegt /44/:

$$\Delta p_{Core} = \psi \frac{1-\varepsilon}{\varepsilon^3} \frac{1}{d} \frac{1}{2\rho} \left(\frac{\dot{m}}{A} \right)^2 \Delta H$$

mit Δp_{Core} = Druckverlust des Heliums im Core [bar]

ψ = Reibungsdruckverlustbeiwert

ε = Leervolumenanteil der Kugelschüttung

d = Durchmesser der Kugeln [m]

ρ = Heliumdichte [kg/m³]

\dot{m} = Heliummassenstrom in der Schüttung [kg/s]

A = Corequerschnitt [m²]

ΔH = Höhe der betrachteten Schicht in der Schüttung [m]

Der Reibungsdruckverlustbeiwert ψ wird wie folgt ermittelt:

$$\psi = \frac{320}{\left(\frac{Re}{1-\varepsilon} \right)} + \frac{6}{\left(\frac{Re}{1-\varepsilon} \right)^{0,1}}$$

Für die Reynolds-Zahl Re gilt:

$$Re = \frac{\dot{m}}{A} \frac{d}{\eta}$$

mit η = dynamische Viskosität des Heliums

Es gelten die folgende Gültigkeitsbereiche:

$$10^0 \leq Re / (1 - \varepsilon) \leq 10^5$$

$$0,36 \leq \varepsilon \leq 0,42$$

D/d Werte oberhalb vorgegebener Grenzkurve /72/ (D = Coredurchmesser [m])

$H > 5d$ (H = Corehöhe [m])

Für die Stoffwerte ρ und η von Helium gelten nach KTA 3102.1 /73/ folgende Ausdrücke:

$$\rho = \frac{48,14 p / T}{1 + 0,4446 p / T^{1,2}}$$

$$\eta = 3,674 \cdot 10^{-7} T^{0,7}$$

Diese Formeln gelten für $1 \leq p \leq 100$ bar und $273 \leq T \leq 1800$ K.

Mit der bekannten Formel

$$L = \bar{L} A H = \dot{m} c_p (T_{aus} - T_{ein})$$

mit L = thermische Leistung [MW]

\bar{L} = Leistungsdichte [MW/m³]

T_{aus} = Heliumaustrittstemperatur [K]

T_{ein} = Heliumeintrittstemperatur [K]

und einigen Vereinfachungen durch Näherungen ist die Gebrauchsformel des Coredruckverlustes herzuleiten /40/:

$$\Delta p_{Core} = \frac{0,6396 T_{gas}^{1,07} \bar{L}^{1,9} H^{2,9}}{p (T_{aus} - T_{ein})^{1,9}}$$

mit $T_{gas} = (T_{aus} + T_{ein}) / 2$ [K]

p = mittlerer Primärkreisdruck [bar]

Für den Druckverlust in Rohrleitungen gilt /74/:

$$\Delta p_{Leit} = 4f \frac{l}{D_i} \frac{1}{2} \rho \bar{v}^2 + \sum_i K_{w,i} \frac{1}{2} \rho \bar{v}^2$$

mit Δp_{Leit} = Druckverlust in einem System von Rohrleitungen [bar]

f = Reibungsbeiwert

l = Länge der Leitung zwischen Meßpunkten [m]

D_i = Rohrdurchmesser [m]

ρ = Heliumdichte [kg/m³]

\bar{v} = mittlere Strömungsgeschwindigkeit des Heliums [m/s]

$K_{w,i}$ = Widerstandszahl von der Durchmesseränderung, Kurve etc. i

Durch Eliminierung von \bar{v} mit

$$\bar{v} = \frac{\dot{m}}{\rho A} = \frac{\bar{L} V_C}{c_p \Delta T} \frac{1}{\rho A}$$

mit V_C = Corevolumen [m³]

$\Delta T = T_{aus} - T_{ein}$ [K]

wird der Druckverlust

$$\Delta p_{Leit} = \left(4f \frac{l}{D_i} + \sum_i K_{w,i} \right) \frac{\bar{L}^2 H^2}{2c_p^2 (\Delta T)^2 \rho}$$

Diese Formel kann wie folgt geschrieben werden:

$$\Delta p_{Leit} = \frac{a}{\rho} \left(\frac{\bar{L} H}{\Delta T} \right)^{7/4} + \frac{b}{\rho} \left(\frac{\bar{L} H}{\Delta T} \right)^2$$

wo die Konstanten a und b mit Ergebnissen verschiedener VSOP-Rechnungen ermittelt werden können.

Anhang D. Die Maximaltemperatur nach dem Druckentlastungsstörfall

In der Gleichung zur Abschätzung der Maximaltemperatur nach Druckentlastungsstörfall /40/

$$T_{\max} = \frac{\bar{L} \beta NW \delta^2 10^6}{8 n \bar{\lambda}} + \frac{\bar{L} \beta NW \delta 10^6}{2 n k} + T_U$$

mit T_{\max} = Maximaltemperatur nach Druckentlastungsstörfall [$^{\circ}\text{C}$]

β = totaler Leistungspeakfaktor

NW = Nachwärmefaktor

δ = Ringbreite des Cores [m]

n = Geometriefaktor

$\bar{\lambda}$ = mittlere Wärmeleitfähigkeit im Querschnitt und Zeitpunkt
wo T_{\max} auftritt

k = effektiver Wärmedurchgangskoeffizient vom Corerand
bis Flächenkühler [$\text{W}/\text{m}^2\text{K}$]

T_U = Umgebungstemperatur als äußere Randbedingung, wird 50°C gesetzt.

werden die Parameter β , NW , n , $\bar{\lambda}$ und k von folgenden Näherungsformeln /42/ ermittelt:

$$\beta = -9,7 + 19 \beta^* - 10,813 \beta^{*2} + 2,091 \beta^{*3}$$

mit β^* = realer Leistungspeakfaktor

$$NW = 0,0622 [(t_s \cdot 3600)^{-0,2} - (10^8 + t_s \cdot 3600)^{-0,2}]$$

mit t_s = Zeitpunkt nach Eintritt des Druckentlastungsstörfalls
an dem T_{\max} auftritt [h]

$$n = 0,4078 + 0,046 \delta + (0,0238 \delta - 0,039) \bar{L} \beta + (0,0013 - 0,0006 \delta)(\bar{L} \beta)^2$$

$$\bar{\lambda} = 1,9 \cdot 10^{-3} (T_{\text{Rand}} \gamma - 150)^{1,29}$$

mit T_{Rand} = Corerandtemperatur zu dem Zeitpunkt t_s [$^{\circ}\text{C}$]

γ = Hilfsfaktor

$$k = 3,497 \bar{L} \beta - 0,1146 (\bar{L} \beta)^2 + 7,07 (1,98 - 0,104 H)$$

Der Zeitpunkt t_s , der in der Formel zur Ermittlung der Nachwärme NW eingetragen werden soll, wird gegeben von:

$$T_s = 76,38 D - 180,3 + (89,8 - 27,6 D_F) \bar{L} \beta + (1,57 D_F - 5,002)(\bar{L} \beta)^2$$

mit $D_F = \sqrt{\frac{4A}{\pi}}$

Dieser Formel rechnet aber nicht mit axialem Wärmefluß. Hierzu wird der Ausdruck wie folgt korrigiert:

$$\Delta t_s = 25,683 \delta - 77,68 + (5,597 - 2,135\delta) H + (0,0166 - 0,0015\delta) T_{\max,o}$$

mit $T_{\max,o}$ = maximale Störfalltemperatur ohne Korrektur für den axialen Wärmefluß [°C]

Der Hilfsfaktor γ in dem Ausdruck für die mittlere Wärmeleitfähigkeit $\bar{\lambda}$ wird wie folgt ermittelt:

$$\gamma = 1,872 - 0,0423H + 0,00274t_s$$

Diese Näherungsgleichungen haben folgenden Gültigkeitsbereiche:

$$6 \leq H \leq 11 \text{ m}$$

$$0,845 \leq \delta \leq 1,25 \text{ m}$$

$$1200 \leq T_{\max} \leq 2000^\circ\text{C}$$

$$1,35 \leq \beta^* \leq 2,04$$

Anhang E. Formelzeichen

Zeichen	Einheit	Bedeutung
A	m^2	Corequerschnittsoberfläche
\bar{a}	-	Kapitalfaktor
c_p	J/kgK	spezifische Wärmekapazität bei konstantem Druck
$D(\vec{r}, E)$	cm	Diffusionskoeffizient
D_A	m	Coreaußendurchmesser
D_I	m	Coreinnendurchmesser oder Durchmesser der Mittelsäule
D_i	m	Rohrdurchmesser
d	m	Durchmesser der Kugeln
E	J	Neutronenenergie
f	-	Reibungsbeiwert
\vec{g}	kg/ms^2	Erdbeschleunigung
H	m	Corehöhe
K_{inv}	DM	Gesamtinvestition für die Anlage
$K_{w,i}$	-	Widerstandszahl von der Durchmesseränderung, Kurve etc.
k_{eff}	-	effektiver Multiplikationsfaktor
k	$\text{W/m}^2\text{K}$	effektiver Wärmedurchgangskoeffizient vom Corerand bis Flächenkühler
k_B	DM/Kugel	Brennstoffkosten
k_E	DM/kg	spezifische Abfallentsorgungskosten
k_{eff}^T	-	effektiver Multiplikationsfaktor bei geänderter Temperatur
k_{eff}'	-	effektiver Multiplikationsfaktor bei Referenztemperatur
k_m	DM/kg	spezifische Hilfsstoffkosten
k_p	-	Personalkostensatz
L	MW	thermische Leistung
\bar{L}	MW/m^3	mittlere Coreleistungsdichte
l	m	Länge der Leitung zwischen Meßpunkten
\dot{m}	kg/s	Heliummassenstrom in der Schüttung
\dot{m}_B^0	Kugeln/h	Auslegungswert für Brennstoffeinsatz
\dot{m}_E^0	kg/h	Abfallmenge
$\dot{m}_{\text{Hi},m}^0$	kg/h	Hilfsstoffmengen (Chemikalien usw.)
$N(\vec{r}, v)$	cm^{-3}	Dichte der Neutronen mit Geschwindigkeit v am Ort \vec{r}
N_{el}	kW	nominale elektrische Nettoleistung
NW	-	Nachwärmefaktor
n	-	Geometriefaktor
P	-	Personenzahl für Bedienung
$P(\vec{r}, v, v')$	s^{-1}	Wahrscheinlichkeit pro Sekunde, daß ein Neutron mit Geschwindigkeit v' zur Geschwindigkeit v streut
p	bar	mittlerer Primärkreisdruck
Q	s^{-1}	externe Neutronenquelle

Zeichen	Einheit	Bedeutung
q	MW/m ³	Wärmequellldichte
q_L	kg/m ³ s	Massenstromquellldichte
R	N	Reibungskraft
R_a	m	Coreradius oder -außenradius
R_i	m	Radius der Mittelsäule (= Coreinnenradius)
\vec{r}	-	Ortsvektor
T	h	Vollaststunden pro Jahr
T	K	Temperatur
T_a	K	Temperatur am Außenrand
T_{aus}	K	Heliumcoreaustrittstemperatur
T_{ein}	K	Heliumcoreeintrittstemperatur
T_{gas}	K	mittlere Heliumtemperatur
T_{max}	°C	Maximaltemperatur nach dem Druckentlastungsstörfall
T_{Rand}	°C	Corerandtemperatur zum Zeitpunkt t_s
T_U	°C	Umgebungstemperatur, wird 50°C gesetzt
t	s	Zeit
t_s	h	Zeitpunkt nach Eintritt des Druckentlastungsstörfalls an dem T_{max} auftritt
V_C	m ³	Corevolumen
v	m/s	Neutronengeschwindigkeit
\bar{v}	m/s	mittlere Strömungsgeschwindigkeit des Heliums
v^*	m/s	Geschwindigkeitsgrenze zwischen dem thermischen und epithermischen Gebiet
X	Pf/kWh	gesamte Stromerzeugungskosten
X_K	Pf/kWh	kapitalabhängige Kosten
X_P	Pf/kWh	Personalkosten
X_{Br}	Pf/kWh	Brennstoffkosten
X_{Hi}	Pf/kWh	Kosten für Hilfsstoffe
X_E	Pf/kWh	Entsorgungskosten
α_T	-	Temperaturkoeffizient
β	-	totaler Leistungspeakfaktor
β^*	-	realer Leistungspeakfaktor
γ	-	Hilfsfaktor zur Coretemperaturberechnung
ΔH	-	Höhe der betrachteten Schicht in der Schüttung
Δp_{Prim}	bar	Druckverlust im Primärkreis
Δp_{Core}	bar	Druckverlust des Heliums im Core
Δp_{DE}	bar	Druckverlust im Dampferzeuger
Δp_{Leit}	bar	Druckverlust in den Gasleitungen zwischen Core und Dampferzeuger oder (allgemein) in einem System von Rohrleitungen
ΔT	°C	Differenz zwischen Referenztemperatur und geänderter Temperatur
ΔT_{max}	°C	Temperaturüberschätzung infolge Nichtberücksichtigung des axialen Wärmeflusses

Zeichen	Einheit	Bedeutung
δ	m	Ringbreite des Cores
ε	-	Leervolumenanteil der Kugelschüttung
η	Pa s	dynamische Viskosität des Heliums
λ	W/mK	Wärmeleitfähigkeit
$\bar{\lambda}$	W/mK	mittlere Wärmeleitfähigkeit im Querschnitt und Zeitpunkt wo T_{\max} auftritt
λ_{eff}	W/mK	effektive Wärmeleitfähigkeit
ρ	kg/m ³	Dichte
ρ	-	Reaktivität
Σ_a	cm ⁻¹	Absorptionsquerschnitt
Σ_s	cm ⁻¹	Streuquerschnitt
Σ_t	cm ⁻¹	Transportwirkungsquerschnitt
Φ	cm ⁻² s ⁻¹	Neutronenfluß
χ_E	-	Verteilungsfunktion für die Quellneutronen
ψ	-	Reibungsdruckverlustbeiwert
Ω	sr	Raumwinkel

Jül-2778

Juni 1993

ISSN 0944-2952